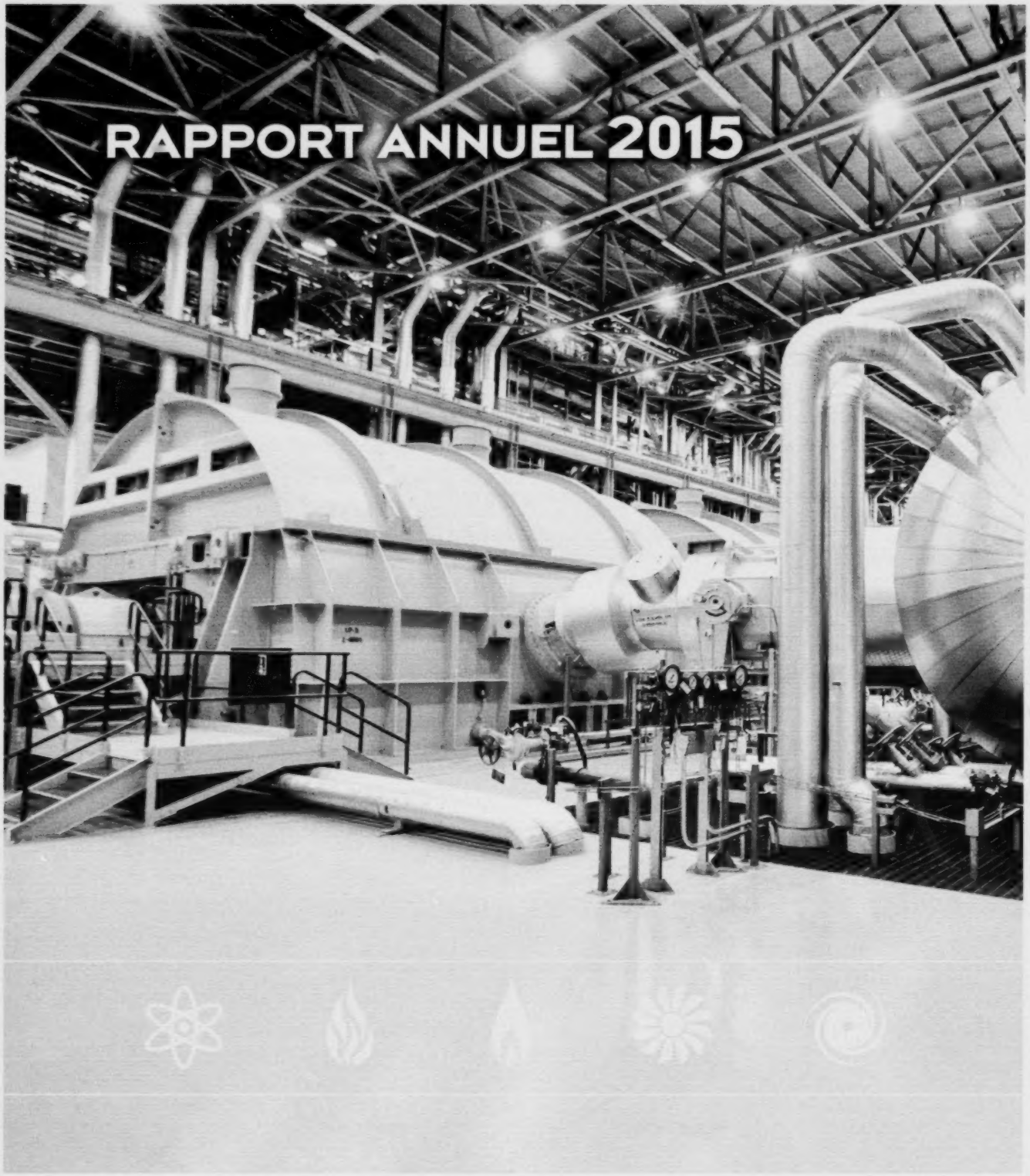


ONTARIO POWER GENERATION

FAITS SAILLANTS FINANCIERS

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014
REVENUS		
Revenus	5 476	4 963
Charges liées au combustible	687	641
Marge brute	4 789	4 322
CHARGES		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 783	2 615
Amortissement	1 100	754
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	895	797
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	(704)	(714)
Impôts fonciers	45	32
Restructuration	6	18
Autres	(39)	36
	4 086	3 538
Bénéfice avant autres revenus, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	703	784
Autres revenus	14	(3)
Intérêts débiteurs, montant net	180	80
Charge d'impôts	92	139
Bénéfice avant élément extraordinaire	417	568
Élément extraordinaire	-	243
BÉNÉFICE NET	417	811
PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (TWh)	78,0	82,2
FLUX DE TRÉSORERIE provenant des activités d'exploitation	1 465	1 433

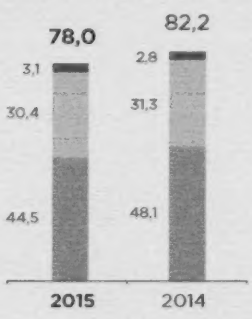
Revenus et points saillants d'exploitation

Légende

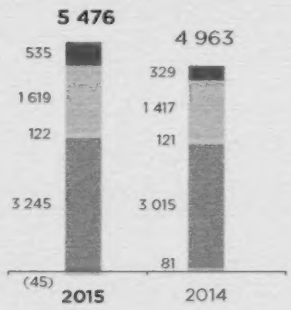
- Portefeuille de production liée par contrat*
- Production hydroélectrique réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production nucléaire réglementée
- Divers

* Comprend les centrales thermiques et hydroélectriques d'OPG qui sont liées par un contrat, les turbines éoliennes et la quote-part revenant à OPG des centrales Portlands Energy Centre et Brighton Beach.

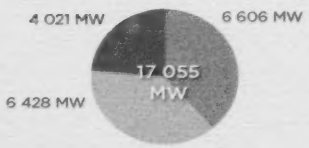
Production d'électricité
(en TWh)



Revenus
(en millions de dollars)



Capacité de production en service
(en MW) 31 décembre 2015



PROFIL DE L'ENTREPRISE

Au 31 décembre 2015, le portefeuille de production d'électricité d'Ontario Power Generation (OPG) avait une capacité en service de 17 055 mégawatts (MW) :

2	3	65	1
Centrales nucléaires	Centrales thermiques	Centrales hydroélectriques	Turbine éolienne

OPG met l'accent sur la production efficiente et fiable ainsi que sur la vente de l'électricité provenant de ses actifs de production, tout en assurant une exploitation sécuritaire, ouverte et responsable sur le plan de l'environnement. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario.

Le portefeuille diversifié de production de la Société est composé de deux centrales nucléaires, de 65 centrales hydroélectriques et de trois centrales thermiques en exploitation, dont deux sont alimentées à la biomasse.

OPG possède également deux autres centrales nucléaires, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. De plus, la Société possède en copropriété la centrale alimentée au gaz Brighton Beach avec ATCO Power Canada Ltd., et la centrale alimentée au gaz Portlands Energy Centre avec TransCanada Energy Ltd.

Profil de l'entreprise 1
Message conjoint du président du conseil d'administration et du président 2
Principales réalisations 6
Rapport de gestion 9
États financiers consolidés 124
Notes afférentes aux états financiers consolidés ... 133
Membres de la haute direction 199
Installations d'Ontario Power Generation 200

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DU PRÉSIDENT

OPG se consacre à la production à bas coûts d'électricité propre, sûre et fiable, selon un modèle de développement durable.

Nous produisons à peu près la moitié de l'électricité que consomment chaque jour les citoyens de l'Ontario, à un coût environ 40 % moins élevé que celui du reste du marché. Nous alimentons en électricité les hôpitaux, les écoles et les entreprises, et même le tableau de pointage des matchs de hockey. Nous sommes fiers de faire partie de la vie des Ontariens.

Bernard Lord
Président du conseil d'administration

Jeff Lyash
Président et chef de la direction

Notre rendement

Comme gestionnaire d'actifs publics estimés à plus de 44,3 milliards de dollars, OPG veille à optimiser la valeur de ces actifs en voyant à les utiliser et à les entretenir de manière sécuritaire et efficace.

En 2015, OPG a atteint des résultats louables sur plusieurs plans. Bien que notre bénéfice net et notre production d'électricité n'aient pas atteint les niveaux de l'an dernier, la fiabilité et la performance de nos actifs ont été solides.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire avant le gain extraordinaire (augmentation non récurrente du bénéfice attribuable aux centrales hydroélectriques nouvellement réglementées) est de 402 millions de dollars, contre 561 millions de dollars en 2014. La baisse des revenus est due surtout à l'arrêt planifié du bâtiment sous vide qui a nécessité l'interruption des quatre unités et qui a été réalisé en toute sécurité à la centrale nucléaire Darlington, en préparation du projet de remise en état de cette centrale. Cet arrêt complexe a entraîné une diminution de la production nucléaire et une augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

L'an dernier, la centrale nucléaire Pickering a fourni environ 14 % de l'électricité consommée en Ontario, tout en atteignant son record de fiabilité. Depuis 2010, nous avons investi au-delà de 200 millions de dollars dans la centrale afin d'en assurer le fonctionnement sûr et fiable.

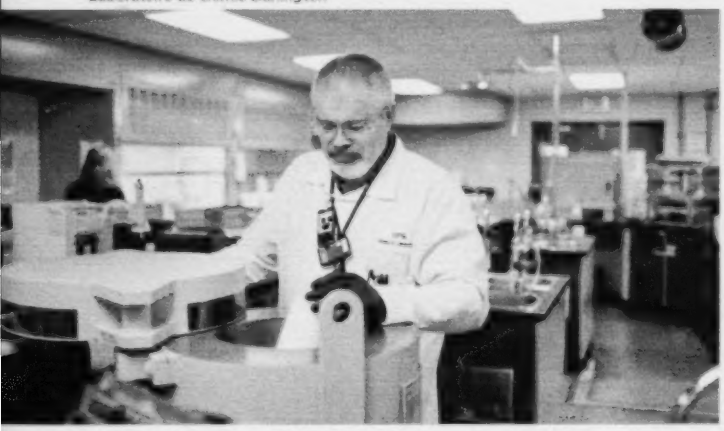
En décembre, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) a approuvé une licence de dix ans pour la centrale nucléaire Darlington – la plus longue durée jamais accordée au Canada. La nouvelle licence couvrira presque toute la période de remise en état de la centrale Darlington.

En outre, la CCSN a décerné aux centrales nucléaires Darlington et Pickering des notes positives pour la sécurité et les contrôles, soulignant l'excellente performance et les améliorations continues réalisées pour les deux centrales.

Cette année encore, la centrale Darlington a obtenu la meilleure note de sécurité intégrée pour une septième année de suite, une performance continue record pour une centrale nucléaire canadienne.

Les nouvelles centrales hydroélectriques d'OPG sur

Laboratoire de chimie Darlington



Chantier de la centrale Peter Sutherland Sr.

la rivière Lower Mattagami fournissent de l'énergie propre à la province depuis les premiers mois de 2015. La fiabilité et la production du parc énergétique ont été élevées toute l'année, faisant la preuve du bon entretien des actifs hydroélectriques de notre patrimoine.

Notre cible

Étant donné son excellente performance, OPG peut démarrer avec confiance la remise en état de la centrale nucléaire Darlington. En janvier 2016, le ministre de l'Énergie de l'Ontario, M. Bob Chiarelli, a annoncé la décision du gouvernement d'autoriser la remise en état de la première des quatre unités de la centrale Darlington.

En outre, la Province a approuvé les plans pour la poursuite de l'exploitation de la centrale nucléaire Pickering, dans des conditions sécuritaires et fiables, au-delà de 2020, pourvu qu'elle obtienne les approbations réglementaires requises.

Les investissements de 12,8 milliards de dollars prévus pour la remise en état généreront des avantages économiques de 14,9 milliards de dollars en Ontario, y compris des milliers d'emplois dans la construction à la centrale Darlington et à une soixantaine d'entreprises ontariennes qui fourniront les composantes requises. Ces investissements permettront aussi de maintenir environ 3 000 emplois dans la région puisque la centrale Darlington, après sa remise en état, fournira pendant plus de 30 ans une charge de base d'électricité propre et fiable, à un coût inférieur à celui d'autres solutions envisagées. Ainsi, OPG pourra continuer de contenir l'augmentation de l'électricité.

Maintenue en marche jusqu'en 2024, la centrale Pickering sera une source fiable d'électricité pendant l'arrêt des unités de la centrale Darlington et des centrales louées à Bruce Power pendant leur remise en état. Cette solution fera économiser jusqu'à 600 millions de dollars aux consommateurs d'électricité, éliminera huit millions de tonnes d'émissions de

En haut : Bernard Lord, président du conseil d'OPG, en compagnie de Jeff Lyash, président et chef de la direction, et du ministre de l'Énergie de l'Ontario, Bob Chiarelli, explique l'engagement d'OPG en matière d'énergie propre.

En bas : Au nom d'OPG, Tom Mitchell (à la retraite), Jeff Lyash, président et chef de la direction, et JP Gladu, membre du conseil d'administration, remettent à Brittnee Sheridan et Jamie Monague (au centre) le prix John Wesley Beaver.

gaz à effet de serre et préservera 4 500 emplois dans la région.

Notre priorité

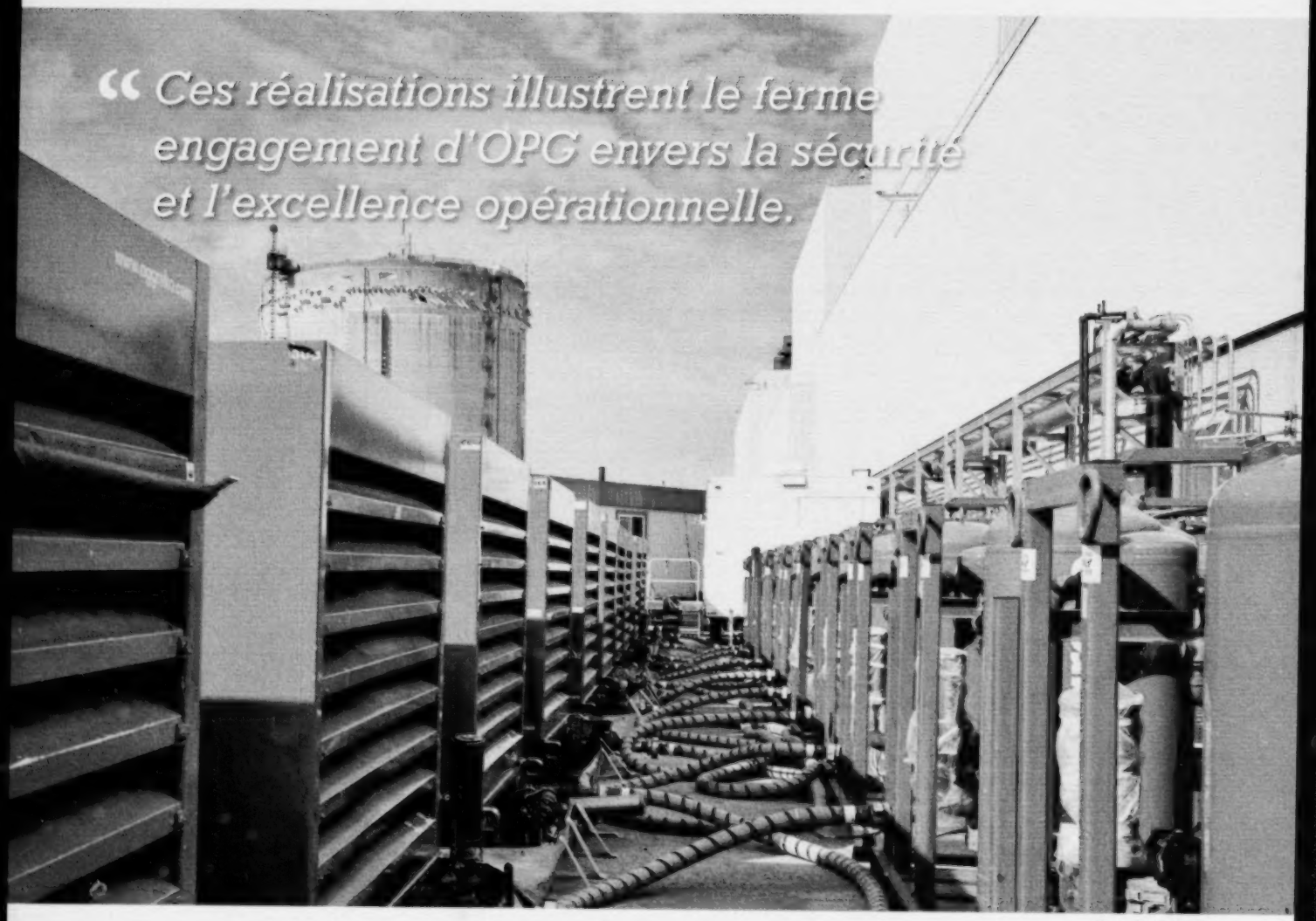
La sécurité de nos employés, de nos voisins et de l'environnement est notre priorité dans tout. Notre objectif de zéro blessure continue de dicter nos activités pendant que nous visons à réaliser nos projets à temps et sans dépassement de budget.

En 2015, OPG a été primée par l'Association canadienne de l'électricité pour le taux d'accidents avec blessures et le taux de gravité des accidents. C'est la deuxième année de suite qu'OPG se classe dans le premier quartile des comparables.

Nos projets

En 2015, certains de nos projets de développement de la capacité de production et de prolongation de la durée de vie d'actifs ont beaucoup progressé. Ces projets aideront l'Ontario à combler ses besoins d'approvisionnement en électricité à long terme, et faciliteront la transition d'OPG vers un portefeuille qui ne produit presque aucun gaz à effet de serre ou aucune émission génératrice de smog.

Un de ces projets, la conversion à la biomasse avancée de la centrale Thunder Bay, a été achevé au début de 2015, en avance sur l'échéancier et en deçà du budget.



Centrale Darlington

Les préparatifs se sont poursuivis en vue de la remise en état imminente de la centrale Darlington. Maintenant que le budget et le calendrier définitifs sont approuvés, et les travaux de conception technique, terminés, le projet passera de la phase de planification à la phase d'exécution.

Aussi en 2015, OPG et son partenaire Coral Rapids Power, filiale en propriété exclusive de la Première Nation Taykwa Tagamou, ont entrepris la construction de la centrale Peter Sutherland Sr., d'une capacité de 28 MW, sur la rivière Abitibi. Avec une enveloppe de 300 millions de dollars, l'ouvrage devrait occuper 220 travailleurs au plus fort des travaux, et la mise en service est prévue pour 2018.

Nos gens

Nous sommes fiers de nos réalisations en 2015 et reconnaissants envers nos employés pour leurs contributions positives.

Il faut plus que des machines pour produire de l'électricité – il faut des gens. Notre effectif diversifié est formé de professionnels dévoués grâce à qui nos unités fonctionnent 24 heures sur 24, tous les jours de l'année. Nous les remercions de leurs efforts et de leur engagement à répondre en toute sécurité et fiabilité aux besoins des citoyens de l'Ontario.

Notre avenir

À terme, OPG continuera de se concentrer sur l'optimisation de la valeur, en produisant, de manière sécuritaire et fiable, de l'électricité propre et à faible coût qui profite à nos clients, à nos collectivités et à la Province.

Le président du conseil d'administration,

BERNARD LORD

Le président et chef de la direction,

JEFF LYASH

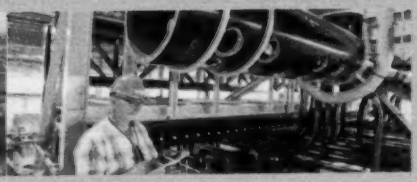
PRINCIPALES RÉALISATIONS DE 2015

Début de la construction de la centrale Peter Sutherland Sr.

Les travaux de construction de la nouvelle centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. ont commencé dans le nord-est de l'Ontario. Le partenaire d'OPG est Coral Rapids Power, filiale en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou. Quand elle sera mise en service en 2018, la centrale de 28 MW, construite au coût de 300 millions de dollars, fournira de l'électricité propre à un maximum de 25 000 foyers et emploiera 220 travailleurs au plus fort des travaux.

Achèvement de la conversion à la biomasse de la centrale Thunder Bay

Moins d'un an après sa dernière consommation de charbon, la centrale Thunder Bay était entièrement convertie à la biomasse avancée, devançant le calendrier et respectant le budget (5 millions de dollars). La centrale Thunder Bay est la première centrale nord-américaine à utiliser la biomasse avancée, un combustible renouvelable à faibles émissions, qui aide à freiner les changements climatiques. La centrale produira de l'électricité en période de pointe.



Approbation de l'ampleur et du budget des travaux de remise en état de la centrale Darlington

OPG a obtenu l'approbation du conseil d'administration quant au budget et au calendrier définitifs de remise en état de la centrale Darlington, et en janvier 2016, OPG s'est réjouie de l'annonce par le gouvernement de l'Ontario de son accord pour procéder à la remise en état. En outre, la Province a approuvé les plans pour la poursuite de l'exploitation de la centrale nucléaire Pickering, dans des conditions sécuritaires et fiables, au-delà de 2020, pourvu qu'elle obtienne les approbations réglementaires requises.

Prix de l'ACE pour la sécurité au travail

M. Bernard Lord, président du conseil d'administration d'OPG, a accepté le prix Argent d'excellence pour la sécurité au travail de l'Association canadienne de l'électricité, présenté par le ministre de l'Énergie, M. Bob Chiarelli, qui a souligné la performance de notre entreprise pour le taux d'accidents avec blessures et le taux de gravité des accidents pour 2013 et 2014. Les prix sont décernés aux entreprises membres qui se classent au sommet de l'industrie de l'électricité pour la sécurité au travail.

Certification de niveau Argent pour les relations autochtones

Le Conseil canadien pour le commerce autochtone a décerné à OPG la certification de niveau Argent du programme Relations autochtones pour les relations progressives. La certification de niveau Argent est attribuée aux entreprises qui ont un lien d'affaires établi avec des collectivités autochtones et qui soutiennent le développement durable par des investissements dans les gens et les collectivités. Le programme Relations autochtones pour les relations progressives est le premier programme de responsabilisation sociale des entreprises qui fait la promotion des relations avec les Autochtones.

Centenaire de la centrale Eugenia

La centrale Eugenia a achevé sa centième année de production d'électricité propre et renouvelable pour la Province. Elle est la deuxième centrale à avoir été construite par la Commission de l'hydro-électricité de l'Ontario. C'est aussi une des 14 centrales hydroélectriques d'OPG à avoir atteint plus de 100 années de service fiable.

Arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington

Pour OPG, l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington a été un succès : l'arrêt s'est déroulé en toute sécurité, conformément au budget et en respectant la date de remise en service confirmée auprès de la SIERE. L'énorme projet a demandé des années de planification détaillée et nécessité l'arrêt sécuritaire des quatre réacteurs de la centrale. L'arrêt du bâtiment sous vide a été devancé de six ans par rapport au calendrier afin de pouvoir compter sur la centrale pendant la remise en état.

Licence de 10 ans pour la centrale Darlington

La CCSN a accordé à la centrale nucléaire Darlington une licence d'exploitation de 10 ans, en vigueur du 1er janvier 2016 au 30 novembre 2025. Aucune licence n'a jamais été accordée à une centrale nucléaire canadienne pour une durée aussi longue. Suivant la pratique internationale, OPG a sollicité une licence plus longue afin de couvrir la durée des travaux de remise en état et la prolongation de la durée de vie de la centrale Darlington.

Préparation aux situations d'urgence

OPG a aidé des municipalités et des équipes de planification d'urgence locales à distribuer des comprimés d'iodure de potassium (KI) à plus de 200 000 foyers et entreprises de la région de Durham dans un rayon de 10 km autour des centrales nucléaires Pickering et Darlington. L'initiative, une exigence de la CCSN, a été appuyée par une vaste campagne de sensibilisation du public.

Griefs résolus avec la Première Nation AZA

OPG a conclu un règlement avec la Nation Animbigoo Zaaging Anishinaabek (AZA), aussi appelée Première Nation Ojibway du lac Nipigon. Le règlement porte sur des griefs historiques se rapportant aux retombées des projets hydroélectriques sur la Première Nation AZA. Il s'agit de la dernière de 23 ententes conclues avec les collectivités touchées par des activités d'Hydro Ontario et d'OPG.

Meilleure note de sécurité intégrée pour la centrale Darlington

En août, la CCSN a attribué à la centrale nucléaire Darlington la meilleure note « Entièrement satisfaisant » pour une septième année de suite. Il s'agit d'un record pour une centrale nucléaire canadienne. La centrale nucléaire Pickering a obtenu la même note que l'an dernier, soit « Satisfaisant », confirmant que la centrale répond à toutes les exigences réglementaires.

Meilleure performance de la centrale nucléaire Pickering

La centrale nucléaire Pickering a atteint sa meilleure performance en matière de fiabilité. À l'approche du début des travaux de remise en état de la centrale Darlington en 2016 par OPG, cette performance sera vitale.

INFORMATION FINANCIÈRE

TABLE DES MATIÈRES

Rapport de gestion

Énoncés prospectifs 9
La Société 10
Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée 11
Faits saillants 13
Activités de base et stratégie 22
Secteurs d'activité 36
Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier 38
Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité 40
- Production nucléaire réglementée 40
- Gestion des déchets nucléaires réglementée 42
- Production hydroélectrique réglementée 42
- Portefeuille de production liée par contrat 43
- Services, activités de négociation et activités autres que de production 44

Situation de trésorerie et sources de financement 45
Faits saillants du bilan 49
Méthodes et estimations comptables critiques 51
Modifications de méthodes et d'estimations comptables 61
Gestion des risques 64
Opérations entre parties liées 81
Contrôles internes à l'égard de l'information financière et contrôles de communication de l'information 82
Quatrième trimestre 82
Faits saillants financiers trimestriels 85
Autres mesures financières non conformes aux PCGR 88
Gouvernance d'entreprise 90
Information sur le comité d'audit et des risques 115

États financiers consolidés

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière 124
Rapport des auditeurs indépendants 126
États financiers consolidés 127
Notes afférentes aux états financiers consolidés 133

ONTARIO POWER GENERATION INC.
RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés audités d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») au 31 décembre 2015 et pour l'exercice clos à cette date et les notes y afférentes. Les états financiers consolidés d'OPG sont préparés selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et sont présentés en dollars canadiens.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de la *Loi sur l'administration financière* (Ontario) (la « Loi »), OPG a adopté les PCGR des États-Unis pour la présentation de ses états financiers consolidés à compter du 1er janvier 2012. En 2014, la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (la « CVMO ») a accordé à OPG une dispense lui permettant d'appliquer les PCGR des États-Unis jusqu'au 1er janvier 2019. Les modalités de la dispense sont soumises à certaines conditions, de sorte que la dispense pourrait prendre fin avant le 1er janvier 2019. Se reporter à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques*, *Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis* pour plus de détails. Le présent rapport de gestion est daté du 4 mars 2016.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le rapport de gestion comprend des énoncés prospectifs qui reflètent les points de vue actuels d'OPG à l'égard de certains événements et circonstances futurs. Tout énoncé contenu dans le présent document qui n'est pas actuel ou historique est un énoncé prospectif. Des mots tels que « anticiper », « croire », « envisager », « prévoir », « estimer », « pouvoir », « s'attendre à », « projeter », « avoir l'intention de », « planifier », « rechercher », « viser », « objectif » et « stratégie », et des verbes conjugués au futur et au conditionnel et des expressions similaires sont habituellement utilisés par OPG afin d'indiquer des énoncés prospectifs. L'absence de telles expressions ne signifie pas qu'un énoncé n'est pas prospectif.

Tous ces énoncés reposent sur des hypothèses et comportent des risques et des incertitudes, y compris ceux figurant à la rubrique *Gestion des risques*. Tous ces énoncés pourraient être inexacts de façon importante. Plus particulièrement, les énoncés prospectifs peuvent comprendre des hypothèses comme celles qui sont liées aux coûts et à la disponibilité du combustible, à la performance des centrales, au coût lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, au rendement des fonds de placement, à la conversion de centrales alimentées au charbon, à la remise en état d'installations existantes, à l'aménagement et à la construction de nouvelles installations, aux obligations et aux fonds liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite, aux impôts sur les bénéfices, aux nouveaux projets de loi, à l'évolution continue de l'industrie de l'électricité en Ontario, aux exigences environnementales et autres exigences réglementaires, aux faits nouveaux en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux événements liés à la poursuite des activités, aux conditions climatiques, aux demandes de tarifs réglementés déposées auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO ») et à l'incidence des décisions réglementaires prises par la CEO. Par conséquent, il est conseillé de ne pas se fier indûment à ces énoncés prospectifs. Les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion ne sont valables qu'à la date du présent rapport de gestion. Sauf si les lois sur les valeurs mobilières l'exigent, OPG ne s'engage pas à publier une mise à jour de ces énoncés prospectifs pour refléter de nouvelles informations ou des événements futurs, ou autrement.

LA SOCIÉTÉ

OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario. Constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) (la « LSAO »), OPG est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province » ou l'« actionnaire »).

Au 31 décembre 2015, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de 17 055 mégawatts (« MW »). OPG exploite deux centrales nucléaires, trois centrales thermiques, 65 centrales hydroélectriques et une turbine éolienne. De plus, OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands Energy Centre de 550 MW (la « centrale PEC »). OPG et ATCO Power Canada Ltd. détiennent en copropriété la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach de 560 MW (la « centrale Brighton Beach »). La quote-part de 50 % revenant à OPG de la capacité en service et du volume de production de ces installations détenues en copropriété est comprise dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport. Les produits tirés des installations détenues en copropriété sont comptabilisés à la valeur de consolidation, et la quote-part du bénéfice revenant à OPG est présentée à titre de revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat.

OPG possède également deux autres centrales nucléaires, la centrale Bruce A et la centrale Bruce B, qui sont louées à long terme à Bruce Power L.P. (« Bruce Power »). Les produits tirés de ces centrales louées sont inclus dans les revenus du secteur Production nucléaire réglementée. Les installations louées ne sont pas comprises dans les statistiques sur le portefeuille de production figurant dans le présent rapport.

Structure de présentation de l'information d'OPG

OPG se compose des secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par la plupart de ses centrales hydroélectriques et la totalité des installations nucléaires qu'elle exploite, notamment (collectivement, les « installations réglementées ou visées par un règlement ») :

- les centrales hydroélectriques Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée
- les installations hydroélectriques DeCew Falls 1 et 2
- les installations hydroélectriques R.H. Saunders
- les 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014, en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05* dans sa version modifiée
- la centrale nucléaire Pickering (la « centrale Pickering »)
- la centrale nucléaire Darlington (la « centrale Darlington »)

Les résultats d'exploitation de ces installations réglementées sont présentés dans les secteurs Production nucléaire réglementée, Gestion des déchets nucléaires réglementée et Production hydroélectrique réglementée. En ce qui concerne les autres installations en exploitation d'OPG, les résultats d'exploitation sont décrits dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat. Une description de tous les secteurs d'OPG se trouve à la rubrique *Secteurs d'activité*.

Capacité de production en service

La capacité de production en service d'OPG par secteur d'activité aux 31 décembre se présente comme suit :

(MW)	2015	2014
Production nucléaire réglementée	**6 606**	6 606
Production hydroélectrique réglementée	**6 428**	6 426
Portefeuille de production liée par contrat[1]	**4 021**	4 027
Total	**17 055**	17 059

[1] Comprend la quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service de 275 MW pour la centrale PEC et de 280 MW pour la centrale Brighton Beach.

La capacité en service des secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée au 31 décembre 2015 correspond essentiellement à la capacité au 31 décembre 2014.

Au cours du quatrième trimestre de 2015, la capacité en service du secteur Portefeuille de production liée par contrat a diminué de 6 MW. Cette variation est due essentiellement à un ajustement de la capacité de deux des unités d'origine à la centrale Kipling, qui est passée de 78,5 MW à 76 MW par unité pour tenir compte de la capacité limite de la turbine.

MÉCANISMES DE REVENUS POUR LA PRODUCTION RÉGLEMENTÉE ET LA PRODUCTION NON RÉGLEMENTÉE

Production réglementée

La CEO fixe les tarifs de l'électricité produite par les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées d'OPG. Le tableau qui suit présente les tarifs réglementés qui sont autorisés par la CEO pour l'électricité produite par ces centrales :

	2015		2014	
($/MWh)	Du 1er janvier au 30 juin	Du 1er juillet au 31 décembre	Du 1er janvier au 31 octobre	Du 1er novembre au 31 décembre
Production nucléaire réglementée				
Tarif réglementé de base	**59,29**	**59,29**	51,52	59,29
Avenants tarifaires	**1,33**	**12,17** [1]	4,18	4,18
	60,62	**71,46**	55,70	63,47
Production hydroélectrique réglementée				
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs avant 2014				
Tarif réglementé de base	**40,20**	**40,20**	35,78	40,20
Avenants tarifaires	**6,04**	**9,23** [1]	2,02	2,02
	46,24	**49,43**	37,80	42,22
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014				
Tarif réglementé de base	**41,93**	**41,93**	s. o.	41,93
Avenant tarifaire	**-**	**3,19** [1]	s. o.	-
	41,93	**45,12**	s. o.	41,93

[1] L'augmentation prévue dans les avenants tarifaires de 2015 qui sont entrés en vigueur le 1er juillet 2015 a été mise en œuvre par la CEO le 1er octobre 2015. Ainsi, outre les avenants tarifaires de 2015 figurant dans le tableau, la CEO a autorisé des avenants tarifaires provisoires pour la période du 1er octobre 2015 au 31 décembre 2016 afin de permettre le recouvrement de l'augmentation prévue dans les avenants pour la période du 1er juillet 2015 au 30 septembre 2015. Les revenus tirés des nouveaux avenants tarifaires pour la période du 1er juillet 2015 au 30 septembre 2015 ont été comptabilisés en 2015. L'avenant tarifaire provisoire portant sur la production nucléaire réglementée est de 2,17 $ par mégawattheure (« MWh ») et celui portant sur la production hydroélectrique réglementée, de 0,64 $/MWh.

Les tarifs réglementés de base à compter du 1er novembre 2014 ont été établis par la décision de novembre 2014 et l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO sur la demande de nouveaux tarifs réglementés de 2013 d'OPG. Avec prise d'effet le 1er novembre 2014, la CEO a également établi des tarifs réglementés pour les 48 centrales hydroélectriques qui étaient visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014. Avant le 1er novembre 2014, les revenus de production de ces 48 centrales hydroélectriques étaient fonction du prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario. Les tarifs réglementés de base devraient demeurer en vigueur jusqu'à ce qu'ils soient remplacés par une ordonnance ultérieure de la CEO.

Les tarifs réglementés de base ci-dessus ont été établis au moyen d'une méthode de calcul du coût de service prévu fondée sur les besoins de revenus approuvés par la CEO, en tenant compte des prévisions approuvées par la CEO portant sur les coûts de production et les charges d'exploitation des centrales réglementées et le rendement de la base tarifaire. Pour OPG, la base tarifaire représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés en service et une provision pour le fonds de roulement. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, les tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG sont diminués du montant des revenus d'OPG, déduction faite des coûts, tirés de la location des centrales nucléaires Bruce à Bruce Power.

Les avenants tarifaires pour OPG sont établis pour recouvrer ou rembourser les soldes approuvés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO. Les avenants tarifaires de 2015 comprenaient les avenants établis par l'ordonnance de décembre 2014 de la CEO, ainsi que les avenants autorisés par l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO sur la demande de 2014 d'OPG de recouvrer les soldes dans les comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2014. Les avenants tarifaires établis par l'ordonnance de décembre 2014 ont été en vigueur du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015. Les avenants tarifaires autorisés par l'ordonnance d'octobre 2015 sont en vigueur du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2016. L'ordonnance d'octobre 2015 et les décisions connexes de la CEO sont analysées plus en détail à la rubrique *Faits nouveaux*.

Production non réglementée

L'électricité provenant de la plupart des actifs non réglementés d'OPG fait l'objet de conventions d'approvisionnement en énergie (« CAE ») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Le 1er janvier 2015, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a fusionné avec la SIERE. La nouvelle entité a poursuivi ses activités sous la dénomination de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. Ainsi, la SIERE s'est substituée à l'OEO en tant que contrepartie aux CAE et à d'autres conventions conclues auparavant avec l'OEO.

En 2015, des CAE étaient en vigueur à l'égard des centrales thermiques suivantes :

- Centrale Lennox : la capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une CAE pour la période du 1er janvier 2013 au 30 septembre 2022.
- Centrale Atikokan : la capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une CAE d'une durée de dix ans venant à échéance en juillet 2024.
- Centrale Thunder Bay : la capacité et la production de cette centrale font l'objet d'une CAE d'une durée de cinq ans venant à échéance en janvier 2020.

De plus, des CAE hydroélectriques à long terme sont en place à l'égard des centrales suivantes :

- Centrales Lac Seul et Ear Falls
- Centrale Healey Falls
- Centrales Sandy Falls, Wawaitin, Lower Sturgeon et Hound Chute
- Centrales Little Long, Harmon, Smoky Falls et Kipling (collectivement les centrales du projet de la rivière Lower Mattagami)

- La centrale Peter Sutherland Sr. qui est en construction. Les paiements aux termes de cette CAE débuteront dès la mise en exploitation commerciale de la centrale. Pour en savoir plus sur le projet de la centrale Peter Sutherland Sr., voir la rubrique *Excellence des projets*.

FAITS SAILLANTS

Aperçu des résultats d'exploitation

Cette section donne un aperçu des résultats d'exploitation d'OPG pour 2015 et 2014.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2015**	**2014**
Revenus	**5 476**	4 963
Charges liées au combustible	**687**	641
Marge brute	**4 789**	4 322
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 783**	2 615
Amortissement	**1 100**	754
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**895**	797
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(704)**	(714)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au tunnel de Niagara	**-**	77
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(39)**	(41)
Impôts fonciers	**45**	32
Restructuration	**6**	18
	4 086	3,538
Bénéfice avant autres pertes (revenus), intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**703**	784
Autres pertes (revenus)	**14**	(3)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**689**	787
Intérêts débiteurs, montant net	**180**	80
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**509**	707
Charge d'impôts	**92**	139
Bénéfice net avant élément extraordinaire	**417**	568
Élément extraordinaire	**-**	243
Bénéfice net	**417**	811
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**402**	804
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle[1]	**15**	7
Production d'électricité (TWh)[2]	**78,0**	82,2
Flux de trésorerie		
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	**1 465**	1 433

[1] A trait à la participation de 25 % de la société financière Amisk-oo-Skow, propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, dans Lower Mattagami Limited Partnership (« LMLP »).

[2] Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

Le bénéfice net attribuable à l'actionnaire s'est établi à 402 millions de dollars pour 2015, en baisse de 402 millions de dollars par rapport à 2014.

Le bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire s'est établi à 689 millions de dollars en 2015, en baisse de 98 millions de dollars par rapport à 2014. L'information qui suit résume les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart :

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire :

- Une baisse des charges reportées dans les comptes réglementaires en 2015, qui a entraîné une hausse 258 millions de dollars des charges au titre de l'amortissement, de la désactualisation et du combustible nucléaire, et des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2015. Les reports plus élevés en 2014 s'expliquent surtout par le fait que les coûts n'étaient pas inclus dans les tarifs réglementés en vigueur avant le 1er novembre 2014.
- Une baisse d'environ 190 millions de dollars de la marge brute du secteur Production nucléaire en 2015 par suite d'une baisse de la production nucléaire de 3,6 térawattheures (TWh) par rapport à 2014, en raison principalement de l'arrêt du bâtiment sous vide qui sert aux quatre unités de la centrale Darlington.
- Une augmentation de 169 millions de dollars des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration dans le secteur Production nucléaire, en plus de l'incidence des reports réglementaires, attribuable surtout à l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington en 2015 et à d'autres activités d'interruption en 2015, contrebalancés en partie par une baisse du coût des salaires attribuable à une diminution de l'effectif.
- Une diminution de 70 millions de dollars du rendement du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production, imputable surtout à la hausse des marges de négociation au cours du premier trimestre de 2014 par suite d'un hiver anormalement froid.
- En plus de l'incidence des reports réglementaires sur la charge de désactualisation, une baisse de 51 millions de dollars du rendement du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, imputable principalement à une hausse de la charge de désactualisation découlant de l'augmentation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (passifs nucléaires).

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire :

- Une hausse d'environ 290 millions de dollars des revenus du secteur Production nucléaire réglementée et de 85 millions de dollars du secteur Production hydroélectrique réglementée du fait d'une augmentation des prix de vente moyens attribuable aux nouveaux tarifs réglementés de base autorisés par la CEO à compter du 1er novembre 2014 pour toutes les centrales réglementées d'OPG, y compris les 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014.
- Une augmentation de 153 millions de dollars des revenus tirés du secteur Portefeuille de production liée par contrat, en raison surtout des nouvelles unités des centrales hydroélectriques de la rivière Lower Mattagami qui ont été mises en service en 2014, et de la conversion aux biocombustibles des unités des centrales Atikokan et Thunder Bay.
- Une hausse des revenus du secteur Production hydroélectrique réglementée en 2015 attribuable à la radiation d'un montant de 77 millions de dollars comptabilisé en 2014 par suite du rejet réglementaire par la CEO de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara.

Les intérêts débiteurs, montant net, ont augmenté de 100 millions de dollars en 2015, en regard de 2014, en raison surtout de la cessation de la capitalisation des intérêts en rapport avec le projet de la rivière Lower Mattagami, et du fait que les coûts n'ont plus été reportés en 2015 dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité, dans le cadre du projet du tunnel de Niagara. En 2014, des frais d'intérêts avaient été reportés en ce qui concerne le projet du tunnel de Niagara parce qu'ils n'étaient pas pris en compte dans les tarifs réglementés en vigueur avant le 1er novembre 2014.

En 2015, la charge d'impôts a diminué de 47 millions de dollars par rapport à 2014, en raison essentiellement de la variation des réserves découlant de la résolution d'incertitudes fiscales, et d'une baisse du bénéfice avant impôts sur les bénéfices.

Au troisième trimestre de 2014, OPG avait comptabilisé une augmentation des actifs réglementaires pour les impôts reportés devant être recouvrés dans les tarifs facturés à la clientèle à l'égard des 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation tarifaire à compter de 2014, d'où un gain extraordinaire de 243 millions de dollars comptabilisé dans les états des résultats consolidés en 2014.

Résultats par secteur

Le tableau qui suit présente un sommaire du bénéfice d'OPG avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire par secteur d'activité. Les principaux facteurs qui ont contribué à la baisse du bénéfice en 2015, par rapport à 2014, sont présentés ci-dessus. Une analyse détaillée du rendement d'OPG par secteur d'activité isolable figure à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire		
Production nucléaire réglementée	**(2)**	217
Production hydroélectrique réglementée	**650**	502
Portefeuille de production liée par contrat	**264**	111
Total de la production d'électricité des secteurs	**912**	830
Gestion des déchets nucléaires réglementée	**(186)**	(76)
Services, activités de négociation et activités autres que de production	**(37)**	33
	689	787

Production d'électricité

La production d'électricité pour 2015 et 2014 s'établit comme suit :

(TWh)	**2015**	**2014**
Production nucléaire réglementée	**44,5**	48,1
Production hydroélectrique réglementée		
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs avant 2014	**19,4**	19,2
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014	**11,0**	12,1
Portefeuille de production liée par contrat[1]	**3,1**	2,8
Total de la production d'électricité d'OPG	**78,0**	82,2
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario[2]	**76,1**	72,2

[1] Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

[2] La production autre que d'OPG est calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG.

La baisse de la production en 2015, par rapport à 2014, tient principalement aux facteurs suivants :

- une baisse de la production d'électricité dans le secteur Production nucléaire réglementée imputable surtout à l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington, qui a nécessité la fermeture des quatre unités

pendant la durée de l'arrêt. L'arrêt du bâtiment sous vide a commencé le 14 septembre 2015 et s'est achevé en toute sécurité le 30 octobre 2015. La baisse de la production a été en partie compensée par une hausse de la production à la centrale Pickering, attribuable surtout à son rendement d'exploitation amélioré par rapport à 2014;

- une baisse de la production des centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014, attribuable surtout à une baisse des débits d'eau dans l'est de l'Ontario, contrebalancée en partie par :
- une production additionnelle dans le secteur Portefeuille de production liée par contrat provenant des centrales hydroélectriques de la rivière Lower Mattagami;
- une hausse de la production des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG visées par une réglementation des tarifs avant 2014 attribuable à une augmentation des débits d'eau sur la rivière Niagara.

Les résultats d'exploitation d'OPG sont touchés par des variations de la demande d'électricité sur le réseau découlant des fluctuations saisonnières des conditions climatiques, des changements dans la situation économique, de l'incidence de la production à petite échelle intégrée aux réseaux de distribution, et de l'incidence des efforts de conservation dans la province. Selon la SIERE, la demande d'électricité en Ontario a été de 137,0 TWh en 2015, comparativement à 139,8 TWh en 2014.

La suroffre d'énergie de base par rapport à la demande en Ontario a continué de prévaloir en 2015. La suroffre destinée au marché de l'Ontario est gérée par la SIERE, principalement au moyen de réductions de la production des centrales hydroélectriques et nucléaires et des ressources renouvelables reliées au réseau. La réduction de la production hydroélectrique, qui entraîne souvent un déversement d'eau, est la première mesure à laquelle recourt la SIERE pour gérer une production de base excédentaire. Au cours de 2015 et de 2014, OPG a perdu 3,2 TWh de production hydroélectrique en raison d'une production excédentaire. L'incidence sur la marge brute de la production perdue aux centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en 2015 et 2014 en raison d'une production excédentaire a été contrebalancée par un compte d'écarts réglementaires autorisé par la CEO. Pour ce qui est des centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014, le compte d'écarts réglementaires est entré en vigueur le 1er novembre 2014. Pour les autres centrales hydroélectriques réglementées, le compte d'écarts est en vigueur depuis bien avant 2014.

Prix de vente moyens

La plus grande partie de la production d'OPG est assurée par les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée. Les tarifs réglementés autorisés par la CEO pour l'électricité produite par les centrales nucléaires et les centrales hydroélectriques réglementées d'OPG sont analysés à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

Le prix de vente moyen pour le secteur Production nucléaire réglementée en 2015 s'est établi à 6,5 cents par kilowattheure (¢/kWh), comparativement à 5,6 ¢/kWh en 2014. Le prix de vente moyen pour le secteur Production hydroélectrique réglementée a été de 4,7 ¢/kWh, contre 4,0 ¢/kWh en 2014. L'augmentation des prix de vente moyens pour les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée résulte des nouveaux tarifs réglementés de base entrés en vigueur le 1er novembre 2014 et des nouveaux avenants tarifaires entrés en vigueur en 2015. Le prix moyen pour le secteur Production hydroélectrique réglementée en 2014 reflétait l'incidence des prix du marché au comptant reçus avant le 1er novembre 2014 pour la production provenant des 48 centrales hydroélectriques visées par la réglementation des tarifs entrée en vigueur en 2014.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont établis à 1 465 millions de dollars en 2015, contre 1 433 millions de dollars en 2014. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation en 2015 par rapport à 2014 est attribuable principalement à la hausse des tarifs réglementés de base autorisée à compter du 1er novembre 2014 pour toutes les centrales réglementées d'OPG et aux avenants tarifaires autorisés en

octobre 2015, et à la hausse des revenus tirés du secteur Portefeuille de production liée par contrat. L'augmentation a été annulée en partie par une augmentation des dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration en 2015.

Couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation

La couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations en matière d'intérêts à l'aide de ses flux de trésorerie d'exploitation. La couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation était de 5,0 fois en 2015 comparativement à 2,8 fois en 2014. En 2015, la couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation a augmenté surtout en raison de la hausse des flux de trésorerie d'exploitation amenée par une hausse des prix réglementés de la production nucléaire et hydroélectrique réglementée d'OPG, et d'une baisse des intérêts débiteurs ajustés découlant d'une augmentation du rendement prévu des actifs des régimes de retraite en 2015. L'augmentation du rendement prévu est attribuable principalement à une hausse de la valeur des actifs des régimes de retraite à la fin de 2014, par rapport à 2013, en raison du solide rendement des actifs des régimes de retraite en 2014.

Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu

Le rendement des capitaux propres (RCP) à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur de la conformité du rendement d'OPG à sa stratégie d'offrir de la valeur à l'actionnaire. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est mesuré sur une période de 12 mois. En 2015, il s'est établi à 4,0 % contre 8,5 % en 2014. Il a diminué pour l'exercice en raison surtout de la baisse du bénéfice net attribuable à l'actionnaire, y compris l'incidence du gain extraordinaire de 243 millions de dollars comptabilisé en 2014 relativement aux 48 centrales hydroélectriques visées par la réglementation des tarifs entrée en vigueur en 2014. Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu, compte non tenu du gain extraordinaire, a été de 4,1 % en 2015, contre 6,0 % en 2014.

Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG tient compte de la composante capitaux propres relativement élevée de sa structure du capital, par rapport à la structure du capital présumée utilisée par la CEO pour déterminer les tarifs réglementés d'OPG. La CEO fixe le rendement autorisé des investissements d'OPG dans des actifs réglementés, qui représentent la majeure partie des activités de la Société, d'après un taux de rendement prescrit et une structure du capital présumée. Dans sa décision de novembre 2014, la CEO a appliqué une structure du capital présumée composée de 45 % de capitaux propres et de 55 % de dettes. La structure du capital réelle d'OPG (à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu) contient environ 65 % de capitaux propres. La composante capitaux propres plus élevée de la structure du capital réelle d'OPG, par rapport à la structure du capital présumée appliquée par la CEO, donne un RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu réel qui est moins élevé.

La couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation et le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États-Unis, et ne devraient pas être considérés à titre de substitut au bénéfice net, aux flux de trésorerie d'exploitation ou à toute autre mesure de rendement conforme aux PCGR des États-Unis. OPG estime que ces mesures financières non conformes aux PCGR sont des indicateurs utiles de son rendement et s'inscrivent dans sa stratégie d'entreprise de procurer de la valeur à l'actionnaire et d'assurer que des fonds sont disponibles à coût abordable. La définition et le calcul de la couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation et du RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu sont présentés respectivement aux rubriques *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Faits nouveaux

Remise en état de la centrale Darlington

Le 11 janvier 2016, la Province a annoncé que l'Ontario lançait la remise en état des quatre unités de la centrale Darlington, pour un budget total de 12,8 milliards de dollars, les travaux de la dernière unité devant être terminés d'ici 2026. L'annonce de la Province a suivi l'approbation du budget et de l'échéancier du projet par le conseil d'administration d'OPG en novembre 2015. Le budget de 12,8 milliards de dollars tient compte des intérêts capitalisés et de la hausse des prix.

La Province a autorisé OPG à aller de l'avant avec l'exécution des travaux de remise en état de la première des quatre unités de la centrale Darlington, qui devraient commencer en octobre 2016. OPG a commencé à se préparer en vue des travaux à la première unité et, en janvier 2016, le projet est passé de la phase de planification à la phase d'exécution. OPG devra obtenir l'approbation de la Province avant de procéder aux travaux de remise en état de chacune des autres unités de la centrale.

En janvier 2016, OPG a accordé le contrat de la phase d'exécution des travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison de la centrale, qui comprend l'enlèvement et le remplacement des canaux de combustible et des tubes de liaison de chacun des quatre réacteurs de la centrale dans le cadre des travaux de remise en état des unités. Les travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison sont le plus important sous-projet du projet de remise en état de la centrale Darlington et occupent la plus grande partie de l'échéancier du chemin critique. Le contrat est évalué à environ 2,75 milliards de dollars pour l'exécution de travaux sur les quatre unités et contient des clauses suspensives et des clauses de résiliation. Le contrat de la phase d'exécution des travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison est le dernier contrat d'importance dans le cadre du projet de remise en état de la centrale Darlington qu'OPG prévoit accorder à l'heure où elle s'apprête à entreprendre la remise en état de la première unité.

En décembre 2015, la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») a accordé à la centrale Darlington une licence d'exploitation de 10 ans prenant effet le 1er janvier 2016 et se terminant le 30 novembre 2025. La nouvelle licence s'étend essentiellement sur la durée prévue du projet de remise en état de la centrale Darlington.

Le projet de remise en état de la centrale Darlington est analysé plus en détail à la rubrique *Activités de base et stratégie, Excellence des projets*. Pour en savoir plus sur le renouvellement de la licence d'exploitation de la centrale Darlington, se reporter à la rubrique *Activités de base et stratégie, Excellence opérationnelle*.

Poursuite des activités de la centrale Pickering jusqu'en 2024

Le 11 janvier 2016, OPG a annoncé qu'elle comptait poursuivre l'exploitation, dans des conditions sécuritaires et fiables, de la centrale Pickering au-delà de 2020. Selon le plan d'OPG, les six unités de la centrale Pickering seraient gardées en exploitation jusqu'en 2022, alors que deux unités seraient fermées et que les quatre autres continueraient leurs activités jusqu'en 2024. Le 11 janvier 2016, la Province a annoncé qu'elle approuvait le plan d'OPG de poursuivre l'exploitation continue de la centrale Pickering au-delà de 2020, jusqu'en 2024. La prolongation des activités de la centrale Pickering devrait assurer à l'Ontario une source de production d'électricité de base propre et fiable durant les travaux de remise en état de la centrale Darlington et des premières unités des centrales nucléaires Bruce.

Dans le cadre du plan de prolongation des activités de la centrale Pickering, OPG effectue des évaluations de l'état des composantes afin de déterminer les travaux qui seront requis pour assurer le bon fonctionnement de la centrale jusqu'en 2024. OPG poursuit également les activités de gestion du cycle de vie des canaux de combustible pour s'assurer que la durée des tubes de force de la centrale Pickering pourra être prolongée comme le prévoient les travaux techniques effectués jusqu'ici.

Le permis d'exploitation actuel d'OPG pour la centrale Pickering vient à échéance le 31 août 2018. D'ici le 30 juin 2017, OPG devra confirmer à la CCSN la date de fin de l'exploitation de toutes les unités de la centrale Pickering.

Au 31 décembre 2015, la date de fin de vie des unités de la centrale Pickering était, à des fins comptables, jusqu'à la fin de 2020. Les hypothèses comptables de fin de vie seront réévaluées lorsque d'autres travaux techniques effectués par OPG auront confirmé que la durée de vie des canaux de combustible additionnelle nécessaire pour prolonger les activités de Pickering sera atteinte.

Entente de remise en état avec Bruce Power et contrat de location des centrales Bruce

Le 3 décembre 2015, la Province a annoncé que l'Ontario procédera à la remise en état par Bruce Power des six unités non réhabilitées des centrales nucléaires Bruce. La Province a également annoncé que l'entente de remise en état entre la SIERE et Bruce Power avait été mise à jour en conséquence.

En date du 31 décembre 2015, OPG a révisé ses hypothèses comptables relatives aux durées de vie utile estimatives des centrales Bruce A et Bruce B en prolongeant celles-ci en fonction des dates de fin de vie estimées des unités reflétées dans l'entente de remise en état révisée conclue entre la SIERE et Bruce Power. Aux termes du contrat de location existant entre Bruce Power et OPG (le « contrat de location des centrales Bruce ») et comme l'exige la CCSN, OPG est principalement responsable des passifs nucléaires associés aux centrales nucléaires Bruce. Par conséquent, le 31 décembre 2015, OPG a comptabilisé une augmentation des passifs nucléaires et des coûts connexes de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans les immobilisations corporelles pour tenir compte des changements dans les durées de vie utile des centrales nucléaires Bruce. Ces changements n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice net d'OPG pour 2015 et ne devraient pas non plus avoir d'incidence notable sur son bénéfice pour 2016, car l'actuel compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce et le nouveau compte de report proposé par OPG dans sa demande de décembre 2015 auprès de la CEO devraient largement compenser les variations des charges découlant des changements dans les durées de vie utile estimatives et les passifs nucléaires. Les changements apportés aux durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires d'OPG et la demande par OPG d'un nouveau compte de report sont analysés plus en détail à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*.

Dans le cadre de l'approbation par la Province des plans de remise en état de Bruce Power, le contrat de location des centrales Bruce et les ententes connexes ont été modifiés en décembre 2015 dans le but de prolonger les options futures permettant à Bruce Power de renouveler le contrat jusqu'à la fin de 2064. Afin qu'elles reflètent mieux les coûts d'OPG, les ententes ont également été modifiées afin de réviser, à compter de 2016, la méthode de calcul des frais de gestion des déchets nucléaires et des loyers supplémentaires à payer à OPG pour toutes les unités des centrales Bruce, en plus du loyer de base, et de modifier la structure de frais pour les services de détritiation d'eau lourde d'OPG à compter de 2016. Des modifications ont également été apportées pour permettre des ajustements aux loyers de base futurs et à d'autres frais en vue de changements futurs potentiels dans les estimations faites par OPG des coûts de déclassement et de gestion des déchets nucléaires relatifs aux centrales Bruce, et pour supprimer une disposition relative au rabais conditionnel de loyer supplémentaire à compter du 4 décembre 2015. L'incidence de la suppression de cette disposition sur les états financiers consolidés est analysée à la rubrique *Faits saillants du bilan*. Les changements dans les revenus de 2016 résultant des modifications ci-dessus devraient être compensés par l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Modifications du *Règlement de l'Ontario 53/05*

En novembre 2015, la Province a modifié le *Règlement de l'Ontario 53/05* afin d'établir, à compter du 1er janvier 2017, un compte de report où seront consignés, aux fins de recouvrement futur, une partie des besoins de revenus annuels approuvés par la CEO pour les centrales nucléaires d'OPG, afin que les changements annuels apportés aux tarifs réglementés de la production nucléaire d'OPG soient plus stables à partir du 1er janvier 2017 et jusqu'à la fin du projet de remise en état de la centrale Darlington. Dans sa version modifiée, le règlement exige que la CEO détermine les besoins de revenus des centrales nucléaires d'OPG tous les cinq ans pour la période de dix ans

commençant le 1er janvier 2017. La partie des besoins de revenus approuvés qui sera reportée chaque année dans le nouveau compte sera également établie tous les cinq ans par la CEO durant cette période de dix ans. Le règlement stipule que le compte de report comptabilisera les intérêts à un taux à long terme correspondant au coût des emprunts à long terme d'OPG approuvé par la CEO, composé annuellement, et que la CEO devra autoriser le recouvrement du solde du compte selon la méthode linéaire sur une période ne pouvant excéder dix ans après la fin des travaux de remise en état de la centrale Darlington.

Le règlement a également été modifié pour obliger la CEO à reconnaître la nécessité du projet de remise en état de la centrale Darlington compte tenu du Plan énergétique à long terme de 2013 de l'Ontario et de la politique connexe de la Province qui est favorable à ce projet.

Demande auprès de la CEO de recouvrement des soldes dans les comptes d'écarts et de report

En décembre 2014, OPG a déposé une demande auprès de la CEO visant à recouvrer environ 1,8 milliard de dollars de soldes au 31 décembre 2014 dans la plupart des comptes d'écarts et de report autorisés de la Société. Un accord de règlement partiel entre OPG et des intervenants prévoyant le recouvrement d'environ 1,5 milliard de dollars du montant total sollicité par OPG a été approuvé par la CEO en juin 2015. En septembre 2015, la CEO a rendu sa décision approuvant le recouvrement, sans rajustement, des soldes résiduels totalisant 263 millions de dollars sollicité dans la demande d'OPG, lesquels n'étaient pas couverts par l'accord de règlement partiel.

En octobre 2015, la CEO a rendu une ordonnance donnant suite à ses décisions de juin 2015 et de septembre 2015. L'ordonnance a établi de nouveaux avenants tarifaires, avec prise d'effet le 1er juillet 2015, pour la production réglementée d'OPG, autorisant OPG à recouvrer 933 millions de dollars sur la période du 1er octobre 2015 au 31 décembre 2016. Les soldes approuvés restants pourront être recouvrés après 2016. Les revenus supplémentaires tirés des nouveaux avenants tarifaires en 2015 ont été en grande partie contrebalancés par une hausse correspondante de l'amortissement lié aux soldes réglementaires. Les avenants tarifaires en vigueur en 2015 sont présentés à la rubrique *Mécanismes de revenus pour la production réglementée et la production non réglementée*.

Pour en savoir plus sur les soldes des comptes d'écarts et de report d'OPG, voir la rubrique *Faits saillants du bilan*.

Décision de la CEO sur la requête de décembre 2014 d'OPG

En janvier 2016, la CEO a rendu sa décision sur la requête déposée par OPG en décembre 2014 demandant à la CEO de revoir et de modifier les parties de sa décision de novembre 2014 relatives au rejet de dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, et celles relatives à l'utilisation de la perte fiscale réglementaire de 2013 en réduction de ses besoins de revenus pour 2014-2015. Dans sa décision, la CEO a en partie annulé le rejet initial des dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, et a maintenu sa décision initiale relative à la perte fiscale.

Le rejet initial des dépenses engagées pour le tunnel de Niagara a donné lieu à une radiation de 77 millions de dollars qui a été imputée aux résultats en 2014. La décision initiale relative à la perte fiscale a entraîné une réduction des besoins de revenus pour 2014-2015 d'environ 70 millions de dollars. Au premier trimestre de 2016, OPG prévoit enregistrer un gain d'environ 21 millions de dollars pour comptabiliser le recouvrement futur prévu auprès des clients de la partie du rejet annulée par la décision de la CEO. Comme les résultats financiers d'OPG tiennent déjà compte de l'effet de la décision initiale de la CEO relative à la perte fiscale, la décision relative à la perte fiscale n'aura pas d'incidence sur les résultats financiers pour 2016 d'OPG.

Décision de la Cour suprême du Canada sur la décision de 2011 de la CEO

Dans sa décision de mars 2011 sur la demande d'OPG sollicitant des tarifs réglementés à compter du 1er mars 2011, la CEO a rejeté le recouvrement de 145 millions de dollars des coûts de rémunération des centrales nucléaires prévus d'OPG pour la période 2011-2012. La majeure partie de ces coûts étaient fondés sur des conventions collectives déjà négociées. OPG en a appelé de cette décision devant la Cour divisionnaire de l'Ontario en 2011 et, après quelques appels, l'affaire a été portée devant la Cour suprême du Canada (la « Cour suprême ») en décembre 2014. En septembre 2015, la Cour suprême a rendu sa décision de maintenir le rejet.

Comme les résultats financiers d'OPG tenaient déjà compte de l'incidence du rejet par la CEO, la décision de la Cour suprême n'a pas eu d'incidence sur les résultats de 2015 d'OPG.

Déclaration et résolution de l'actionnaire sur la vente du siège social de la Société

En décembre 2015, OPG a reçu une déclaration et résolution de l'actionnaire qui oblige la Société à vendre les locaux de son siège social à Toronto, Ontario. La résolution de l'actionnaire exige également qu'OPG transfère à la Province la partie du produit de la vente équivalant au gain comptable après impôts sur la vente, déduction faite des coûts de transaction.

Renouvellement de conventions collectives

Au 31 décembre 2015, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique représentait quelque 5 300 employés à plein temps d'OPG, soit environ 57 % de son effectif permanent. La précédente convention collective entre OPG et le syndicat est arrivée à échéance le 31 mars 2015. En mai 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 mars 2018. Les modifications à la convention collective comprenaient des hausses des cotisations au régime de retraite des employés pour chaque année de la durée de la convention.

Au 31 décembre 2015, The Society of Energy Professionals (« The Society ») représentait environ 2 950 employés d'OPG, soit environ 32 % de son effectif permanent. La convention collective conclue entre OPG et The Society est arrivée à échéance le 31 décembre 2015. En novembre 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 décembre 2018. Les modifications à la convention collective comprennent des hausses des cotisations au régime de retraite des employés pour chacune des deux premières années de la durée de la convention.

Les modifications aux deux conventions collectives prévoient pour les employés en place le versement de montants forfaitaires pour chacune des deux premières années de leurs conventions respectives et le droit de recevoir chaque année des actions dans Hydro One Inc. (« Hydro One ») pendant une période allant jusqu'à 15 ans, à partir de la troisième année de la convention, pourvu que ces employés continuent de verser des cotisations au régime de retraite d'OPG. La durée des deux conventions était conditionnelle au premier appel public à l'épargne d'Hydro One, qui a eu lieu en novembre 2015.

ACTIVITÉS DE BASE ET STRATÉGIE

OPG offre de la valeur aux clients du réseau d'électricité en Ontario et à son actionnaire, la Province d'Ontario, en produisant de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie propre, tout en exerçant ses activités de façon sécuritaire, transparente, responsable sur le plan environnemental et solide sur le plan commercial. OPG poursuit également des projets de développement de la capacité de production et d'autres possibilités de croissance au profit de l'actionnaire. Les quatre grands impératifs stratégiques d'OPG sont les suivants :

- Excellence opérationnelle
- Excellence des projets
- Vigueur financière
- Acceptation sociale de nos activités

Excellence opérationnelle

À OPG, l'excellence opérationnelle est obtenue par la production, de manière sécuritaire et soucieuse de l'environnement, d'électricité fiable et économique à partir des actifs de production de la Société et grâce à un personnel très compétent et engagé.

Sécurité au travail et sécurité publique

La sécurité au travail et la sécurité publique sont des valeurs de base fondamentales à OPG. OPG est déterminée à exploiter toutes ses installations de façon sécuritaire et fiable afin de réduire les risques à un niveau raisonnablement atteignable. La sécurité est une grande priorité dans toutes les activités menées dans les centrales et autres installations d'OPG, et OPG s'attend à ce que tous les employés et entrepreneurs se comportent d'une manière qui rend compte du niveau de sécurité au travail et de sécurité publique reflété dans la culture de sécurité de la Société.

En ce qui a trait à la sécurité au travail, OPG est résolue à atteindre une excellente performance en matière de sécurité, en misant sur l'amélioration continue et une solide culture de sécurité, dans le but ultime de réduire les blessures à zéro. La performance en matière de sécurité au travail se mesure à l'aide de deux grands indicateurs :

- Le taux d'accidents avec blessures
- Le taux de gravité des accidents

Dans l'ensemble, la performance d'OPG en matière de sécurité au travail demeure constamment parmi les meilleures des entreprises canadiennes de services publics d'électricité comparables. En novembre 2015, et pour la troisième année d'affilée, l'Association canadienne de l'électricité a souligné le classement d'OPG dans le premier quartile parmi les entreprises de services publics comparables pour son taux d'accidents avec blessures et son taux de gravité des accidents en 2014.

Taux d'accidents avec blessures et taux de gravité des accidents d'OPG :

	2015	**2014**
Taux d'accidents avec blessures *(blessures par 200 000 heures travaillées)*	**0,39**	0,36
Taux de gravité des accidents *(jours perdus par 200 000 heures travaillées)*	**0,50**	1,31

OPG demeure constante dans son engagement envers l'excellence en matière de sécurité au travail et l'amélioration continue des systèmes de gestion de la sécurité. En 2015, OPG a continué de s'investir dans le renforcement de son système intégré de gestion de la santé et de la sécurité et de ses procédures de contrôle des risques opérationnels à l'échelle de la Société. Ces contrôles assurent une surveillance continue à l'échelle de l'entreprise de la performance en matière de santé et sécurité et contribuent à la formation et à l'amélioration continues dans ces domaines.

OPG s'attend à ce que ses entrepreneurs effectuent leurs travaux de manière sécuritaire dans ses sites. À cet effet, OPG recourt à un processus de présélection des nouveaux entrepreneurs, applique les règles de gouvernance en matière de sécurité des entrepreneurs et fournit un appui à la sécurité sur place pour bon nombre de ses grands projets. En 2015, OPG a examiné les programmes de santé et sécurité de ses entrepreneurs et a mis en œuvre d'autres programmes de contrôle et de surveillance afin d'assurer une conformité continue aux règles en place. Au cours des sept dernières années, OPG a constamment affiché un taux d'accidents avec blessures chez les entrepreneurs en construction meilleur que la moyenne, en regard du taux enregistré chez les entrepreneurs de l'Association de la santé et de la sécurité, qui est une mesure de la performance en matière de sécurité chez les entrepreneurs en construction en Ontario.

Afin d'assurer en permanence la sécurité publique, l'exposition des citoyens aux rayonnements associés à l'exploitation des centrales nucléaires d'OPG est estimée annuellement pour les personnes qui vivent ou travaillent près des centrales nucléaires. Pour le public, la dose annuelle émanant des activités de chaque centrale nucléaire est exprimée en microsievert (µSv), qui est l'unité de mesure internationale de la dose de rayonnement. Pour 2014, les doses annuelles du public découlant des activités des centrales Darlington et Pickering se sont établies à respectivement 0,6 µSv et 1,2 µSv, résultat qui représente environ 0,1 % de la limite légale annuelle de 1 000 µSv. Même si les doses découlant des activités des centrales nucléaires d'OPG pour l'année d'exploitation 2015 ne seront pas disponibles avant le deuxième trimestre de 2016, elles ne devraient pas différer considérablement des niveaux observés pour 2014.

OPG applique des normes élevées en matière de sécurité publique en ce qui a trait aux voies navigables près des barrages et des centrales hydroélectriques. Une commission d'examen experte dans la sécurité des barrages, composée d'experts reconnus à l'échelle internationale, a précédemment conclu que le programme d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique se compare aux meilleures pratiques internationales sur un certain nombre de points visant à assurer l'exploitation sécuritaire des barrages. OPG continue d'élaborer une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom du ministère des Richesses naturelles et des Forêts (« MRNF ») de l'Ontario afin d'établir un ordre de priorité des risques relevés dans les évaluations de la sécurité des barrages et de les atténuer. En 2015, OPG a poursuivi sa campagne de sécurité en faisant une série d'annonces publiques illustrant les menaces pour l'eau près des barrages et des centrales hydroélectriques.

Production d'électricité et fiabilité

Les principales initiatives stratégiques propres à chacune des grandes activités de production d'OPG, axées sur l'atteinte de l'excellence opérationnelle, sont analysées ci-dessous. La performance en matière de production et de fiabilité pour 2015 est examinée par secteur d'activité à la rubrique *Analyse des résultats d'exploitation par secteur d'activité*.

Activités nucléaires

OPG poursuit un certain nombre d'initiatives stratégiques visant à assurer l'exploitation continue, de façon sécuritaire et fiable, de la centrale Pickering et l'atteinte d'une performance optimale à la centrale Darlington.

Les activités nucléaires d'OPG sont régulièrement comparées à celles d'autres centrales nucléaires de haut niveau dans le monde. Cela permet à OPG d'identifier, d'élaborer et de prendre des mesures pour continuer d'améliorer la performance. Au cours de 2015, OPG a participé à deux évaluations par des pairs conduites par l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires (WANO). Ces évaluations, qui visaient pour OPG à se situer par rapport à des normes d'excellence, ont consisté en un examen objectif et approfondi par un groupe international d'experts du secteur. Ainsi, en juin 2015, la centrale Pickering d'OPG a fait l'objet d'une évaluation par des pairs conduite par la WANO, destinée à établir la sécurité et la fiabilité de la centrale. L'évaluation a confirmé que la centrale Pickering continue de respecter des normes de sécurité élevées. En novembre 2015, OPG a été l'objet d'une nouvelle évaluation par des pairs conduite par la WANO, qui a porté cette fois sur les fonctions de soutien des

centrales nucléaires dans leurs activités quotidiennes. Cette évaluation a révélé des points forts, mais aussi des points à améliorer.

OPG poursuit son travail de gestion du cycle de vie des canaux de combustible en vue d'accroître la confiance quant à l'exploitation continue de la centrale Pickering. OPG a effectué le travail nécessaire pour démontrer avec suffisamment de confiance que les canaux de combustible de la centrale Pickering ont une durée de vie qui permettra l'exploitation des six unités de la centrale jusqu'à la fin de 2020. Les premiers travaux techniques d'OPG effectués jusqu'ici montrent également que la centrale Pickering peut être exploitée en toute sécurité au-delà de 2020. Par conséquent, OPG et la Province ont annoncé en janvier 2016 qu'OPG comptait poursuivre l'exploitation de la centrale de manière sécuritaire et fiable jusqu'en 2024. Selon le plan d'OPG, les six unités seraient en exploitation jusqu'en 2022, après quoi deux unités fermeraient et les quatre autres continueraient leurs activités jusqu'en 2024. OPG évalue actuellement l'état des composantes afin de déterminer les travaux qui devront être effectués en vue de l'exploitation prolongée de la centrale jusqu'en 2024 et elle poursuit ses activités de gestion du cycle de vie des canaux de combustible afin de pouvoir garantir que les tubes de force de la centrale atteindront la durée de vie supplémentaire établie par les travaux techniques menés à ce jour.

Le permis d'exploitation actuel d'OPG pour la centrale Pickering vient à échéance le 31 août 2018. D'ici au 30 juin 2017, OPG est tenue de confirmer à la CCSN la date de fin de l'exploitation commerciale de toutes les unités de la centrale Pickering. OPG a commencé à préparer la demande de renouvellement du permis de la centrale Pickering en vue de son approbation par la CCSN en 2018.

OPG s'efforce d'exploiter et de maintenir ses installations nucléaires de façon à optimiser l'état de l'équipement, la performance, la disponibilité et la production d'électricité, tout en améliorant la fiabilité et la prévisibilité de ses actifs. Une meilleure fiabilité de l'équipement contribue généralement à réduire les interruptions. OPG continue d'investir dans la performance de la centrale Pickering en vue d'en améliorer la fiabilité, notamment par des modifications à l'équipement et des améliorations de la fiabilité pour les procédés de manipulation du combustible, la diminution des retards au chapitre de la maintenance de l'équipement et l'exécution des travaux critiques et de priorité élevée. Ces travaux ont eu pour résultat que la centrale Pickering a atteint le meilleur taux de fiabilité de son histoire au cours de 2015.

En 2015, la performance de la centrale Darlington a été inférieure aux prévisions, surtout en raison des interruptions requises pour atténuer les problèmes de rendement de l'équipement, y compris ceux touchant les moteurs des pompes du circuit caloporteur et l'équipement auxiliaire des turbines. Dans le cadre de la stratégie d'amélioration de la fiabilité de l'équipement de la centrale, on continue d'élaborer des plans afin de régler les problèmes de cycle de vie associés à cet équipement, lesquels sont en voie d'être mis en œuvre. Ces plans comprennent l'acquisition de moteurs de rechange pour les pompes du circuit caloporteur primaire et l'accélération des travaux de remplacement et de remise en état des moteurs existants.

Les programmes d'inspection et de tests des centrales nucléaires sont définis dans une large mesure par les obligations de maintenance et les obligations réglementaires, et visent à s'assurer que l'équipement fonctionne de manière fiable et sécuritaire. Ces travaux et d'autres qui doivent être effectués pendant les interruptions demeurent hautement prioritaires. Dans le cadre de son engagement envers l'excellence opérationnelle, OPG s'efforce constamment d'améliorer la planification, l'exécution et la surveillance des travaux réalisés pendant les interruptions et la production de rapports sur ces travaux. À la centrale Darlington, un arrêt du bâtiment sous vide nécessitant l'interruption des quatre unités pendant l'arrêt a eu lieu en 2015. Pendant l'arrêt du bâtiment sous vide, des travaux d'inspection et des tests des systèmes de sécurité communs ont été effectués afin d'assurer une disponibilité continue pour les douze prochaines années. Des tests du système de confinement et de la structure du bâtiment sous vide de la centrale ont également été effectués durant l'arrêt et ont donné de bons résultats. L'arrêt a commencé le 14 septembre 2015 et s'est terminé le 30 octobre 2015 en toute sécurité, le tout conformément au budget et en respectant la date de remise en service confirmée auprès de la SIERE. C'était le dernier arrêt du

bâtiment sous vide avant le démarrage du projet de remise en état de la centrale Darlington, de sorte que son exécution a été une étape critique dans la réussite du projet.

Des travaux sont en cours afin d'assurer l'intégration des programmes de gestion du cycle de vie et de remise en état de la centrale Darlington. Cela comprend l'élaboration de stratégies de dotation en personnel afin d'assurer l'exploitation continue de la centrale et l'exécution du projet de remise en état, la planification du travail préalable aux travaux de remise en état et son intégration dans le calendrier de travail de la centrale, et l'établissement des travaux de gestion du cycle de vie et du vieillissement des installations qui devront être faits pour assurer une exploitation sûre et fiable de la centrale pendant les trente prochaines années.

En décembre 2013, OPG a soumis à la CCSN une demande de renouvellement de permis pour la centrale Darlington pour toute la durée prévue du projet de remise en état de la centrale. Le permis existant de la centrale est arrivé à échéance le 31 décembre 2015. En décembre 2015, la centrale Darlington a reçu un permis d'exploitation d'une durée de dix ans, soit la durée la plus longue jamais accordée par la CCSN à une centrale nucléaire canadienne. Le nouveau permis, qui sera en vigueur du 1er janvier 2016 au 30 novembre 2025, permettra à OPG d'exécuter les travaux de remise en état des quatre unités de la centrale Darlington. La durée du permis reflète la solide performance de la centrale Darlington et les préparatifs effectués par OPG pour sa remise en état, dans le cadre de son engagement en matière d'excellence opérationnelle et d'excellence des projets.

Des solutions qui représentent la combinaison optimale en matière de sécurité, de coûts et d'efficacité, ainsi que des objectifs financiers stimulants d'après une analyse comparative exhaustive demeurent au centre de la stratégie d'OPG visant à améliorer la performance des centrales nucléaires. Les objectifs financiers et les objectifs de dotation en personnel continuent d'être révisés et ajustés au besoin afin de réduire les coûts d'exploitation, en s'assurant de ne jamais compromettre la sécurité.

Activités hydroélectriques

Les activités hydroélectriques d'OPG comprennent notamment l'exploitation et l'entretien des actifs de production de manière efficace et rentable, et l'amélioration de leur fiabilité et de leur disponibilité. OPG continue d'évaluer et de mettre en œuvre des plans pour accroître la capacité, maintenir et améliorer le niveau de performance et prolonger la durée de vie de ses actifs de production hydroélectrique.

Les plans d'OPG relatifs à ses centrales hydroélectriques existantes sont concrétisés au moyen de programmes d'investissement et d'autres programmes sur plusieurs années, y compris le remplacement et la mise à niveau des roues de turbine, et la remise en état ou le remplacement des générateurs, des transformateurs et des dispositifs de contrôle existants. Le programme de remplacement et de mise à niveau des roues de turbine d'OPG vise à accroître la capacité des centrales hydroélectriques en misant sur des améliorations d'efficience dans la conception des roues de turbine. Au cours des trois prochaines années, OPG prévoit accroître d'environ 35 MW la capacité totale de ses centrales hydroélectriques. OPG planifie aussi de réparer, de rénover ou de remplacer un certain nombre de structures civiles vieillissantes. OPG recherche des possibilités d'agrandir ou de réaménager ses centrales hydroélectriques, dans la mesure où c'est faisable et économiquement réalisable.

Dans le cadre de son engagement envers l'excellence opérationnelle, OPG continue d'investir dans ses centrales hydroélectriques existantes. Au cours de 2015, OPG a continué de mettre en œuvre bon nombre de projets, y compris :

- l'achèvement d'importantes réparations d'équipement et de travaux de réfection pour l'unité 1 de la centrale Lower Notch, l'unité 3 de la centrale Des Joachims, la centrale Manitou Falls et la centrale Otto Holden;
- l'achèvement des travaux de remplacement des roues de turbine et de mise à niveau pour l'unité 2 de la centrale Aguasabon;

- la poursuite des travaux de réfection pour l'unité 5 de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée, l'unité 10 de la centrale Sir Adam Beck 1, l'unité 2 de la centrale Harmon et le principal barrage en béton de la centrale Chats Falls.

Au cours du premier semestre de 2016, OPG entreprendra le projet de remise en état du réservoir de la centrale Sir Adam Beck à réserve pompée dont l'achèvement est prévu pour avril 2017. Ce projet consistera principalement à assécher le réservoir et à réparer le plancher.

Dans le cadre de la stratégie continue d'OPG visant à réduire les coûts et à accroître l'efficience, les activités des actifs hydroélectriques et thermiques de la Société ont été combinées en une seule et même organisation dans les régions qui offraient des possibilités d'utiliser plus efficacement les ressources. C'est ce qu'OPG a réussi à faire dans le nord-ouest et l'est de l'Ontario. OPG continuera d'évaluer les possibilités de poursuivre la régionalisation de ses actifs hydroélectriques et thermiques.

Activités thermiques

En avril 2014, OPG a mis hors service la dernière unité alimentée au charbon à la centrale Thunder Bay, marquant ainsi la fin des centrales au charbon en Ontario. L'Ontario est le premier territoire en Amérique du Nord à avoir éliminé complètement le charbon comme source de production d'électricité.

Les activités thermiques d'OPG comprennent les unités alimentées à la biomasse des centrales Atikokan et Thunder Bay, et une centrale alimentée au diesel et au gaz naturel, la centrale Lennox. OPG a achevé la conversion à la biomasse avancée d'une unité à la centrale Thunder Bay, et cette unité est entrée en exploitation commerciale en janvier 2015.

Les trois centrales thermiques en exploitation d'OPG fonctionnent en tant qu'installations à capacité de pointe, selon la demande d'électricité. Cette capacité confère au réseau d'électricité de l'Ontario la souplesse voulue pour répondre aux variations quotidiennes de la demande et de la capacité sollicitée du réseau et élargir le portefeuille de production renouvelable de l'Ontario. L'exploitation continue de ces centrales dans les premières années suivant la remise en état des centrales nucléaires Darlington et Bruce devrait assurer à l'Ontario une production de pointe de plus de 2 000 MW.

Les centrales thermiques qui ne sont plus utilisées pour la production d'électricité sont incluses dans le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production une fois qu'elles sont mises hors service, comme c'est le cas des centrales au charbon Lambton et Nanticoke, qui ont cessé leurs activités de production en 2013. OPG garde la possibilité de convertir la centrale Lambton au gaz naturel dans l'avenir. À l'heure actuelle, il n'y a pas de mécanisme en place pour recouvrer les coûts engagés pour la conservation du site. La Société réexaminera la décision de continuer à engager des coûts de conservation du site de la centrale Lambton, en concomitance avec le prochain processus de Plan énergétique à long terme de l'Ontario. La conservation continue de la centrale Lambton assurerait à l'Ontario la possibilité d'une capacité de pointe additionnelle d'environ 900 MW si la centrale était convertie au gaz naturel et remise en service. Les coûts engagés pour la conservation de la centrale sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

En 2015, OPG a annoncé qu'elle mettrait hors service la centrale Nanticoke, car elle ne peut commercialement assumer d'autres coûts de conservation sans un mécanisme de recouvrement correspondant. OPG élabore actuellement un plan de déclassement pour la centrale Nanticoke, qui assurera que la centrale est fermée de manière sécuritaire et respectueuse de l'environnement. Les coûts de déclassement de la centrale sont imputés à une provision de déclassement préalablement établie.

Performance environnementale

Sa politique environnementale prévoit qu'« OPG doit respecter toutes les exigences légales et tous les engagements environnementaux qu'elle prend, dans le but de surpasser ces exigences légales s'il convient de le faire sur le plan des affaires ». Aux termes de cette politique, OPG s'engage :

- à établir et à maintenir un système de gestion environnementale
- à travailler pour prévenir ou atténuer les répercussions néfastes sur l'environnement dans un but à long terme d'amélioration continue
- à gérer ses sites de manière à maintenir ou, s'il convient de le faire sur le plan des affaires, à régénérer les milieux naturels d'importance et les espèces menacées connexes.

En 2015, OPG a conservé sa certification ISO 14001 pour son système de gestion environnementale. Dans le cadre de ce système, OPG a des programmes de planification, de contrôle opérationnel et de surveillance pour gérer les incidences positives et négatives de la Société sur l'environnement. Les principaux aspects environnementaux des activités d'OPG comprennent les déversements, les rejets dans l'eau, les variations des débits et des niveaux de l'eau, les émissions radioactives, les déchets radioactifs, la restauration de l'habitat et l'impaction et l'entraînement des poissons. Pour en savoir plus sur les risques environnementaux d'OPG, se reporter à la rubrique *Gestion des risques*.

Les objectifs en matière de performance environnementale font partie du processus de planification commerciale annuelle. OPG a atteint ou dépassé les objectifs qu'elle s'était fixés en 2015 pour ce qui est des déversements, des infractions environnementales, de la production de déchets radioactifs de faible et de moyenne activité, du volume expédié de déchets radioactifs qui ne peuvent être traités et des émissions de carbone 14. Les émissions de tritium dans l'atmosphère et dans l'eau sont demeurées inférieures à 1 % de la limite réglementaire. Aucun événement environnemental important n'est survenu en 2015.

Il n'y a pas eu de changements importants aux lois environnementales applicables à OPG en 2015. Au deuxième trimestre de 2015, la Province a annoncé son intention de mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits visant à réglementer les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le règlement d'application devrait être promulgué en 2016 en vue de la mise œuvre du programme en 2017. Compte tenu du faible taux d'émission de GES d'OPG, le programme ne devrait pas avoir d'incidence économique défavorable importante sur la Société. OPG continue de surveiller les faits nouveaux à l'échelle fédérale et provinciale en matière de changement climatique.

OPG communique sa performance environnementale à l'interne aux employés et aux parties prenantes externes, dont le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario, Environnement Canada, la CCSN et les collectivités locales. Pour des détails sur la performance environnementale d'OPG et ses initiatives pour mettre en œuvre sa politique environnementale, consulter son rapport 2014 sur le développement durable (en anglais seulement) dans le site Web de la Société à www.opg.com.

Accroître l'efficience et réduire les coûts

OPG demeure centrée sur la réduction des coûts en cherchant constamment à améliorer l'efficience et la productivité de ses unités fonctionnelles et de ses fonctions de soutien, tout en s'assurant que les mesures qu'elle prend n'ont aucune incidence défavorable sur la sécurité et la fiabilité des activités de la Société et sur leur durabilité environnementale. Ces initiatives comprennent le réalignement des tâches, la rationalisation des processus et, le cas échéant, le maintien des mesures d'attrition afin que les objectifs en matière de ressources humaines s'harmonisent avec les besoins de l'entreprise. Des initiatives de réduction des coûts sont mises en œuvre à l'échelle de l'entreprise et des unités fonctionnelles.

Pour accroître l'efficience et améliorer le rendement, la Société continue de miser sur un modèle organisationnel centralisé plus évolutif, qui a été mis en œuvre dans le cadre d'une initiative de transformation des activités sur plusieurs années. Dans le cadre de cette initiative, OPG a réduit son effectif permanent affecté aux activités courantes d'environ 2 700 employés depuis le début de 2011, et a enchâssé l'amélioration continue dans les valeurs de l'entreprise et les comportements qu'elle attend de ses employés. Les réductions de l'effectif ont jusqu'ici dépassé les objectifs internes. Dans l'avenir, OPG tâchera de s'assurer d'avoir les ressources humaines adéquates en place pour permettre à l'entreprise d'atteindre ses objectifs et de tirer avantage des gains d'efficacité réalisés jusqu'ici.

Les fonctions de soutien d'OPG, y compris les ressources humaines, les technologies de l'information, les finances et les services d'affaires, sont axées sur la prestation de services rentables et la gestion des risques liés aux impératifs stratégiques de la Société. Depuis le lancement de l'initiative de transformation des activités, les fonctions de soutien d'OPG ont réalisé des gains d'efficacité par diverses initiatives de réingénierie des processus, d'amélioration technologique, de rationalisation de la gouvernance, d'optimisation des modèles de prestation de services et d'autres initiatives.

Les récents efforts d'OPG pour améliorer l'efficacité et réduire les coûts comprennent le Projet de regroupement des systèmes d'entreprise (« PRSE »), une initiative à grande échelle visant à rationaliser les systèmes logiciels de la Société et à améliorer les processus d'affaires en introduisant une plateforme logicielle commune. Au début de 2015, OPG a terminé avec succès la mise en œuvre du PRSE, qui consistait à intégrer les systèmes de l'entreprise qui prennent en charge les activités des centrales, les achats, les paiements et la saisie des heures de travail, dans le but de réaliser des gains d'efficacité.

De plus, en octobre 2015, à la suite d'un processus d'appel d'offres, OPG a octroyé au fournisseur choisi un contrat d'impartition de services de technologies de l'information d'une durée de cinq ans, qui est entré en vigueur en février 2016. Le nouveau contrat devrait générer des économies de coûts continues pour OPG.

Dans le cadre de son engagement envers l'excellence opérationnelle, OPG continuera de relever d'autres possibilités de travailler plus efficacement, de réduire les coûts et d'améliorer l'agilité organisationnelle.

Gens et culture

Un effectif bien formé et engagé est essentiel à la réalisation des impératifs stratégiques d'OPG. OPG continue de communiquer et de mettre en œuvre les valeurs et les comportements qu'elle attend de ses employés afin de développer une solide culture d'entreprise axée sur la sécurité, l'excellence opérationnelle, l'amélioration continue et l'engagement social.

La Société maintient l'importance d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre au moyen de programmes de développement du leadership et de conservation du savoir, et par l'embauche dans des secteurs clés. Pour se doter de la bonne combinaison de compétences, la Société emploie des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement, tant pour l'acquisition de ressources externes que pour le perfectionnement des employés en place, pour pouvoir ainsi répondre efficacement à ses besoins d'affaires immédiats et à plus long terme. Des stratégies de recrutement sont en place jusqu'à la fin des activités commerciales prévues de la centrale Pickering qui se poursuivront jusqu'à la fin de la période de stabilisation prévue suivant la fermeture de la centrale, durant laquelle les unités sont censées être déchargées et mises en état d'arrêt sécuritaire. Ces stratégies visent à s'assurer que l'effectif de la Société continue d'avoir les compétences et les capacités appropriées pour maintenir le fonctionnement efficace et en toute sécurité des centrales dans l'avenir.

Dans le cadre de sa stratégie visant le perfectionnement et la fidélisation de ses employés, et le développement du leadership, la Société a un programme actif de planification de la relève axé sur l'accélération du développement. OPG a aussi en place un processus de surveillance de la gestion des ressources humaines afin d'évaluer de manière proactive les risques, les problèmes et les besoins de recrutement. En 2015, OPG a mis en œuvre un programme de développement du potentiel de leadership dans l'ensemble de la Société. Ce programme interfonctionnel de 18 mois est conçu pour identifier et former des candidats à des postes de leadership futurs alors qu'ils en sont relativement au début de leur carrière. Environ 120 employés participent activement au programme et 120 autres places sont prévues en 2016.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau d'études élevé et sont assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de requalification périodique. En plus de maintenir à jour son programme de formation interne, OPG a conclu des partenariats avec des organismes gouvernementaux, d'autres entreprises de l'industrie de l'électricité et des établissements d'enseignement pour atteindre le niveau de compétence requis. Des modèles de prestation de la formation sont évalués afin d'en déterminer l'efficacité.

Excellence des projets

OPG poursuit un certain nombre de projets de développement de la capacité de production et d'autres projets dans le cadre des initiatives de planification de la production d'électricité en Ontario. OPG continue également de planifier et de mettre en œuvre des projets d'amélioration des immobilisations et des programmes de maintenance relativement à ses actifs existants. Les principaux projets d'OPG comprennent la remise en état de la centrale Darlington et la construction de la nouvelle centrale hydroélectrique Peter Sutherland Sr. Parmi les autres projets, citons le dépôt géologique en profondeur pour la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. L'état d'avancement des principaux projets d'OPG au 31 décembre 2015 est présenté ci-dessous.

Projet	**Dépenses en immobilisations**		**Budget approuvé**	**Date de mise en service prévue**	
(en millions de dollars)	**Depuis le début de l'exercice**	**Cumulatives**			
Remise en état de la centrale Darlington	706	2 166	12 800 [1]	2026 [1]	Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité	7 [2]	186 [2]			Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Centrale Peter Sutherland Sr.	83	95	300	Premier semestre de 2018	Se reporter à la rubrique correspondante ci-après.
Projet de la rivière Lower Mattagami	115	2 484	2 600	Juin 2015	Les six nouvelles unités ont toutes été mises en service en décembre 2014, en avance sur l'échéancier et en deçà du budget. Les activités d'achèvement du projet se sont poursuivies en 2015.

[1] Le budget total du projet de 12,8 milliards de dollars sera consacré à la remise en état des quatre unités de la centrale Darlington, les travaux pour la dernière unité devant être terminés en 2026.

[2] Les dépenses du projet sont financées par les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Les activités de conception du projet ont été suspendues jusqu'à la réception du permis de préparation et de construction du site.

L'objectif d'OPG est d'être un chef de file du secteur pour ce qui est de la qualité de la réalisation de projets et des capacités en gestion de projets. Dans le cadre de son engagement envers l'excellence des projets, OPG continue d'améliorer et de rationaliser son approche en planification et exécution de projets, en ayant comme objectif de livrer en tout temps des projets de haute qualité et de manière sécuritaire, dans le respect de l'échéancier et du budget prévus. Pour parvenir à l'excellence en matière de projets, il faut entre autres mettre en place des équipes de gestion de projets qualifiées, effectuer des études techniques poussées, optimiser les stratégies d'attribution de contrats, retenir les services de fournisseurs compétents et expérimentés, et surveiller et contrôler la réalisation de manière efficace.

Remise en état de la centrale Darlington

Selon les prévisions actuelles, les unités de la centrale Darlington approchent de leur fin de vie initialement prévue. La remise en état des quatre unités devrait permettre de prolonger la durée de vie de la centrale Darlington d'environ 30 ans. Le projet de remise en état de la centrale Darlington est un programme multiphase qui se compose des cinq grands sous-projets suivants :

- **Travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison :** travaux d'enlèvement et de remplacement des canaux de combustible et des tubes de liaison dans chaque réacteur
- **Turbines et générateurs :** travaux d'inspection et de réparation des groupes électrogènes et remplacement des systèmes de contrôle analogiques par des systèmes de contrôle numériques
- **Déchargement et manipulation de combustible :** travaux de déchargement des réacteurs et de remise en état de l'équipement de manipulation de combustibles
- **Générateurs de vapeur :** travaux de nettoyage mécanique, de décapage au jet d'eau et d'inspection et d'entretien des générateurs
- **Reste de la centrale :** travaux de moindre grande envergure comme le remplacement ou la réparation de certaines autres composantes de la centrale

Le 11 janvier 2016, la Province a annoncé que l'Ontario entreprendrait les travaux de remise en état de la centrale Darlington, qui compte quatre unités, avec un budget total prévu de 12,8 milliards de dollars. Ce budget, qui tient compte des intérêts capitalisés et de la hausse des prix, a été approuvé par le conseil d'administration d'OPG en novembre 2015. Ce budget est conforme aux estimations de coûts précédentes de moins de 10 milliards de dollars en dollars de 2013, compte non tenu des intérêts capitalisés et de la hausse des prix. Les travaux de remise en état de la dernière unité devraient être terminés en 2026 au plus tard.

En 2016, le projet de remise en état de la centrale Darlington est passé de la phase de planification à la phase d'exécution, OPG ayant commencé les préparatifs de la remise en état de la première unité, soit l'unité 2, dont les travaux devraient débuter en octobre 2016.

En janvier 2016, OPG a attribué le contrat portant sur l'exécution des travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison. Tous les contrats d'envergure touchant le projet de remise en état de la centrale Darlington contiennent des clauses suspensives et des clauses de résiliation.

Voici un résumé des activités et faits nouveaux de 2015 liés au projet :

- En décembre 2015, OPG a reçu de la CCSN un permis d'exploitation d'une durée de 10 ans pour la centrale Darlington, qui sera en vigueur du 1er janvier 2016 au 30 novembre 2025, et qui s'étendra sur la majeure partie de la période des travaux de remise en état.
- Dans le cadre du renouvellement du permis d'exploitation de la centrale Darlington en décembre 2015, la CCSN a approuvé la portée réglementaire définie dans le plan de mise en œuvre intégré (« PMOI »). Le PMOI décrit les activités que la Société doit entreprendre pour se conformer aux codes, normes et pratiques mis à jour, et s'assurer que l'exploitation de la centrale continue de poser le minimum de risques pour la santé, la sécurité et l'environnement.

- La Société a retenu les services d'un entrepreneur industriel ayant une longue expérience en construction, qui prêtera assistance dans la gestion active et la supervision des travaux sur le chantier.
- Les essais des outils critiques qui seront utilisés dans le cadre des travaux de retubage et de remplacement des tubes de liaison, les travaux de déchargement et de manipulation de combustibles, et les travaux de conception technique détaillée pour le projet ont été effectués comme prévu.
- Un certain nombre de projets préalables, y compris la construction d'installations, la mise à niveau d'infrastructures et des améliorations physiques en matière de sécurité, sont en cours dans le cadre de la phase d'exécution du projet. Une partie de ces travaux est terminée, et le reste est en voie de l'être, conformément au plan d'exécution des travaux de remise en état de la première unité.
- Les travaux de construction du Bureau de projet de remise en état (« BPRE ») ont pris fin en novembre 2015. L'installation servira de point d'entrée sûr et fournira des installations auxiliaires au personnel affecté aux travaux de remise en état. Le BPRE devrait simplifier l'accès sécurisé et d'autres fonctions logistiques du personnel durant les travaux de remise en état.

En 2016, les grandes étapes du projet de remise en état de la centrale Darlington comprendront :

- Progression des travaux préalables, y compris la construction du bâtiment de traitement des déchets générés par le remplacement des tubes de force
- Exécution du travail préalable aux travaux de remise en état de la première unité, conformément au PMOI
- Activités de soutien au projet, y compris l'établissement de l'organisation d'exécution, l'élaboration et la révision des consignes de travail, la planification de la protection conventionnelle et de la protection contre le rayonnement
- Activités d'approvisionnement, y compris la fabrication et la fourniture de composantes de réacteur pour l'unité 2
- Fourniture d'outils de production pour le sous-projet de retubage et de remplacement des tubes de liaison
- Mise hors service de l'unité 2 en octobre 2016
- Début du déchargement du réacteur de l'unité 2 pour les activités de retubage et de remplacement des tubes de liaison

<u>Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité</u>

OPG a proposé l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur pour la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité générés par l'exploitation continue des centrales nucléaires appartenant à OPG. Une entente a déjà été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager le dépôt géologique sur des terres adjacentes à l'installation de gestion des déchets Western d'OPG située à Kincardine, en Ontario.

En 2012, la CCSN et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (« ACEE ») ont créé une commission d'examen conjoint composée de trois membres et chargée d'examiner le dépôt géologique en profondeur pour la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité. La commission a examiné si les incidences sur l'environnement du dépôt proposé respectaient les exigences de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. En mai 2015, la commission a soumis son rapport et ses recommandations sur l'évaluation environnementale (l'« EE ») à la ministre fédérale de l'Environnement. Dans son rapport, la commission a conclu que, compte tenu des mesures d'atténuation prises, il était peu probable que le projet ait une incidence importante sur l'environnement, et a recommandé que la ministre approuve l'EE. Le rapport proposait également que le projet soit mis en œuvre sans délai.

En juin 2015, l'ACEE a annoncé que le public avait jusqu'au 1er septembre 2015 pour fournir des commentaires sur les conditions environnementales potentielles liées au rapport de la commission. OPG a répondu à la liste des conditions potentielles de l'ACEE en août 2015. En février 2016, la ministre fédérale a demandé d'autres renseignements sur certains aspects de l'EE pour le dépôt en profondeur proposé, y compris de l'information sur d'autres emplacements pour le projet et l'impact environnemental si le dépôt futur de combustible irradié de la

Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») était situé à proximité du dépôt en profondeur proposé. OPG informera l'ACEE d'ici le 18 avril 2016 de la date à laquelle elle compte soumettre l'information demandée.

OPG a suspendu les activités de conception liées au projet jusqu'à ce que le permis de préparation de l'emplacement et de construction soit accordé par la commission d'examen conjoint. Si le permis est accordé, une fois que seront achevés la phase de conception détaillée, l'élaboration de l'échéancier et du budget, et l'examen de la consultation avec les Nations Ojibway Saugeen, et si le conseil d'administration d'OPG donne son approbation, OPG ira de l'avant avec la construction. La date de mise en service du dépôt géologique en profondeur devrait avoir lieu six ou sept ans après le début de la construction.

Centrale Peter Sutherland Sr. (auparavant le projet New Post Creek)

En mars 2015, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le projet de construction de la centrale Peter Sutherland Sr., une nouvelle centrale hydroélectrique de 28 MW sur la rivière Abitibi, avec un budget de 300 millions de dollars. La centrale sera construite par l'entremise de PSS Generating Station LP, société en commandite fondée par OPG et Coral Rapids L.P., filiale en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou. En vertu de la convention de société en commandite, Coral Rapids L.P. peut acquérir une participation pouvant aller jusqu'à 33 % dans la société en commandite. En mai 2015, une CAE hydroélectrique pour la centrale a été conclue entre la SIERE et la société en commandite. La CAE hydroélectrique a officialisé l'entente financière à long terme avec la SIERE pour l'aménagement de la centrale et l'offre d'électricité et de produits connexes sur le marché de l'Ontario. Les travaux de construction ont commencé au deuxième trimestre de 2015, et la mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2018. Le financement du projet a été complété en octobre 2015, comme expliqué à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement, Activités de financement.*

Les grandes étapes du projet terminées en 2015 comprennent la construction de la route d'accès principale, l'établissement du camp du projet, l'installation de parois en acier temporaires et la construction d'évacuateurs de crues en amont et de batardeaux en aval.

Nouvelles unités de production nucléaire

Dans son Plan énergétique à long terme de 2013, le gouvernement de l'Ontario avait indiqué qu'il n'irait pas de l'avant pour l'instant avec la construction de deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site Darlington. Le plan de 2013 indiquait également que le ministère de l'Énergie de l'Ontario travaillerait avec OPG afin de maintenir le permis délivré par la CCSN autorisant la préparation du site en vue de la construction envisagée des deux nouveaux réacteurs nucléaires sur le site Darlington. Ainsi, OPG a entrepris les activités nécessaires pour le maintien du permis de la CCSN de préparation du site qui accueillerait les nouveaux réacteurs et pour l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington.

En septembre 2015, la Cour d'appel fédérale a accueilli l'appel interjeté par OPG, le Procureur général du Canada et la CCSN relativement à la décision rendue par la Cour fédérale du Canada en mai 2014 sur l'examen judiciaire de la délivrance du permis de la CCSN de préparation du site qui accueillerait les nouveaux réacteurs et de l'EE du projet de construction de nouvelles installations nucléaires à la centrale Darlington. La Cour d'appel fédérale a confirmé l'approbation de l'EE ainsi que le maintien du permis de préparation du site délivré par la CCSN et a adjugé à OPG les frais de l'appel.

Le 6 novembre 2015, une demande d'autorisation d'appel a été déposée auprès de la Cour suprême du Canada par les parties ayant présenté une demande d'examen judiciaire. OPG, les autres défendeurs et les parties ayant présenté la demande d'examen judiciaire ont déposé leurs arguments en décembre 2015. La décision de la Cour suprême du Canada est attendue au cours du premier semestre de 2016.

Vigueur financière

En tant qu'entreprise commerciale, OPG a comme priorité financière de réaliser un niveau constant de rendement financier élevé qui assure un niveau de rendement approprié sur l'investissement de l'actionnaire et qui positionne la Société en vue de la croissance future. Cette priorité comporte trois objectifs :

- Accroître les revenus, réduire les coûts et dégager un rendement approprié.
- Assurer la disponibilité d'un financement abordable pour les besoins opérationnels, les projets de développement de la capacité de production et les obligations à long terme.
- Rechercher des possibilités d'expansion des activités de base existantes et tirer parti de nouvelles voies de croissance.

Accroître les revenus, réduire les coûts et dégager un rendement approprié

Conformément à son mandat commercial, OPG s'applique à accroître les revenus et à dégager un taux approprié de rendement de l'investissement de l'actionnaire, tout en tenant compte de l'incidence sur les consommateurs d'électricité en Ontario.

Afin d'atteindre ses objectifs pour les activités réglementées, OPG s'applique à démontrer clairement dans ses demandes tarifaires auprès de la CEO que les coûts requis pour investir dans les actifs et les exploiter sont raisonnables et engagés de façon prudente, et doivent être recouvrés en entier, et que l'investissement de l'actionnaire dans ces actifs doit dégager un taux de rendement approprié. Les tarifs réglementés de base actuels d'OPG, qui sont entrés en vigueur en novembre 2014, étaient inférieurs à ceux demandés par OPG d'après ses coûts prévus. Cette situation a nui à la capacité d'OPG de dégager le taux de rendement prescrit par la CEO sur ses actifs réglementés.

Afin d'améliorer la vigueur financière des activités réglementées dans l'avenir, OPG s'efforce de recueillir les preuves appropriées qui étofferont ses demandes tarifaires auprès de la CEO, d'instaurer les ressources organisationnelles nécessaires pour justifier les demandes tarifaires futures et d'être constamment à l'affût de nouvelles possibilités de réaliser des gains d'efficience dans la structure de coûts de la Société. Jusqu'ici, les efforts déployés par OPG pour réduire les coûts et améliorer l'efficience ont donné lieu à d'importants changements au sein de la Société. À titre d'exemple, OPG avait réalisé des économies cumulatives d'environ 920 millions de dollars à la clôture de l'exercice, en procédant à des réductions de l'effectif pour les activités courantes de quelque 2 700 employés permanents depuis le début de 2011. Les efforts de réduction de coûts et les initiatives d'amélioration de l'efficience d'OPG sont analysés à la rubrique *Excellence opérationnelle*.

Les revenus qu'OPG tire de ses activités réglementées comprennent le recouvrement de montants reportés dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO. En décembre 2014, OPG a déposé une demande auprès de la CEO en vue de recouvrer les soldes au 31 décembre 2014 dans la plupart des comptes d'écarts et de report autorisés de la Société, représentant environ 1,8 milliard de dollars. En 2015, dans le cadre d'un accord de règlement partiel conclu avec des intervenants et de la décision de la CEO sur les aspects de la demande non visés par l'accord, le recouvrement de ces soldes a été approuvé. En octobre 2015, la CEO a rendu une ordonnance autorisant OPG à recouvrer 933 millions de dollars du montant total approuvé au moyen d'avenants tarifaires en vigueur du 1er octobre 2015 au 31 décembre 2016. Voir la rubrique *Faits saillants* pour en savoir plus sur la résolution de la demande faite par OPG en décembre 2014 à l'égard du recouvrement des soldes dans les comptes d'écarts et de report.

En 2016, OPG compte déposer auprès de la CEO une demande de tarifs réglementaires de base pour une période de cinq ans, applicables à la production de ses centrales hydroélectriques et nucléaires réglementées à compter de 2017. La CEO a déjà exprimé son attente que la détermination de ces tarifs reposerait sur une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour les activités hydroélectriques, et sur une approche de

tarification au coût du service sur des prévisions de plusieurs années assortie de mécanismes de réglementation incitative pour les activités nucléaires.

Conformément à la modification apportée en novembre 2015 au *Règlement de l'Ontario 53/05*, OPG compte intégrer une proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire dans sa demande de tarifs de 2016, afin que les variations annuelles des tarifs réglementés soient plus stables pendant la période de remise en état de la centrale Darlington. Le nivellement des tarifs fera en sorte que la rentrée d'une partie des besoins de revenus approuvés sera reportée dans l'avenir. Selon le *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit autoriser le recouvrement des montants reportés pour rentrée future durant le projet de remise en état de la centrale Darlington sur une période ne dépassant pas dix ans après la fin du projet.

Dans la demande de tarifs qu'elle compte faire, OPG cherchera à s'assurer que les tarifs réglementés pour la production nucléaire selon l'approche de nivellement des tarifs fourniront des flux de trésorerie suffisants pour répondre à ses besoins de liquidités, fournir un financement économique pour le projet de remise en état de la centrale Darlington et d'autres dépenses, et maintenir la notation de crédit de première qualité de la Société, en tenant compte des incidences à court terme et futures sur les clients.

Pour les projets de développement de la capacité de production qui ne font pas partie des actifs réglementés par la CEO, OPG a comme stratégie de conclure des ententes génératrices de revenus adéquates avant l'approbation d'un projet. Dans le cadre de cette stratégie, la plupart des installations non réglementées d'OPG ont négocié des CAE. En juin 2015, un CAE hydroélectrique a été conclu avec la SIERE pour la nouvelle centrale Peter Sutherland Sr. de 28 MW qui sera située sur la rivière Abitibi.

La structure du capital d'OPG reflète actuellement un niveau d'endettement moins élevé que celui permis de la structure du capital présumée utilisée par la CEO pour déterminer les tarifs réglementés. OPG évalue des stratégies pour améliorer le rendement pour l'actionnaire en optimisant sa structure du capital par un meilleur alignement sur la structure du capital présumée, en tenant compte de la vigueur financière globale de la Société et de l'incidence potentielle sur la notation de crédit de première qualité de la Société.

Assurer la disponibilité d'un financement à coût avantageux

OPG surveille activement ses besoins de financement et ses fonds disponibles prévus afin de s'assurer qu'elle pourra répondre aux besoins d'exploitation, aux engagements contractuels et aux obligations à long terme de la Société. OPG recourt à de nombreuses sources de financement, y compris les flux de trésorerie d'exploitation, le papier commercial, la titrisation d'actifs, les lettres de crédit, les facilités de crédit, les titres d'emprunt à long terme et le financement de projets par des placements privés. Dans le cadre de sa stratégie de financement, la Société mise sur la vigueur de son bilan pour gérer sa dette à long terme de manière économique. OPG a également accès aux marchés financiers pour le financement de projets par des placements privés, qui sont garantis par les actifs des projets quand, par leur nature, les projets sont réalisables par un tel financement. Il est essentiel pour OPG de conserver une notation de crédit de première qualité pour avoir accès à du financement à coût économique.

En mars 2015, DBSR Ltd. a maintenu à A (bas) la notation de crédit à long terme d'OPG et a attribué une notation de R-1 (bas) pour son papier commercial. Toutes les notations attribuées par DBSR Ltd. ont une perspective stable. Le 7 juillet 2015, Standard & Poor's a abaissé la notation de crédit à long terme d'OPG, la faisant passer de A- à BBB+ avec perspective stable. Cette révision de la notation par Standard & Poor's a fait suite à l'abaissement, le 6 juillet 2015, de la notation de la Province d'Ontario, qui est passée de AA- à A+.

OPG prévoit continuer de recourir aux marchés financiers, s'il y a lieu, pour obtenir du financement à coût abordable pour ses projets futurs de développement de la capacité de production. Au moment où elle entreprend la phase d'exécution du projet de remise en état de la centrale Darlington, OPG continue d'évaluer différentes options de financement à coût abordable. OPG finance actuellement les travaux de remise en état au moyen de sa dette à long terme à des fins générales et de fonds provenant de l'exploitation.

Recherche de possibilités de croissance

OPG recherche des possibilités de croissance commerciale sous forme d'investissement dans son portefeuille d'actifs de production de base, une participation dans de nouveaux projets de production d'énergie renouvelable. La stratégie de croissance d'OPG prend en compte la situation financière de la Société et les changements futurs anticipés dans les actifs de production, y compris la fin des activités commerciales de la centrale Pickering. Cette stratégie tient compte également des facteurs externes sectoriels, technologiques, environnementaux, sociaux et économiques. Les possibilités de croissance sont évaluées à l'aide d'analyses financières et d'analyses fondées sur les risques, et de considérations stratégiques.

La stratégie de croissance des activités de base d'OPG est axée sur le renouvellement et l'expansion du portefeuille d'actifs de production nucléaire, hydroélectrique et thermique de la Société en Ontario, y compris le réaménagement et l'expansion de sites existants et les nouveaux projets potentiels. La stratégie mise sur les compétences techniques d'OPG en tant que producteur et exploitant expérimenté de premier plan, conjuguées à ses actifs diversifiés existants. OPG évalue les possibilités d'acquisition à mesure qu'elles se présentent, en tenant compte des synergies opérationnelles, des avantages stratégiques, du rendement financier et du profil de risque. Les principaux projets de développement de la capacité de production et les initiatives de prolongation de la durée de vie des actifs d'OPG qui ont cours actuellement sont analysés à la rubrique *Activités de base et stratégie*, *Excellence opérationnelle* et *Excellence des projets*.

OPG cherche à étendre ses activités au-delà de ses activités de production de base en profitant de nouvelles possibilités comme la production sélective à partir de l'énergie solaire, le stockage d'énergie et l'aménagement de microréseaux, et examine des plans de croissance à plus long terme axés sur les diverses possibilités qu'offre le secteur de l'électricité, à l'intérieur comme à l'extérieur de l'Ontario. OPG envisage de tirer parti de possibilités de croissance en partenariat avec d'autres entités commerciales, dans les cas où des synergies appropriées existent et cadrent avec les objectifs d'affaires d'OPG.

En 2015, l'actionnaire a autorisé OPG à participer à des processus d'approvisionnement de projets d'énergie en Ontario. En septembre 2015, OPG a soumis des propositions pour des projets de centrales solaires au sol et des projets hydroélectriques dans le cadre du processus d'approvisionnement de grands projets d'énergie renouvelable (« processus AGER ») de la SIERE, qui est un processus concurrentiel d'appels de proposition pour des grands projets d'énergie renouvelable en Ontario. Les propositions pour les projets de centrales solaires au sol ont été soumises en partenariat avec SunEdison, un promoteur de projets solaires. Les contrats visés par le processus AGER devraient être octroyés aux soumissionnaires retenus d'ici la fin de mars 2016.

Acceptation sociale de nos activités

En tant que première entreprise publique de production d'électricité en Ontario menant diverses activités à l'échelle de la province, OPG est responsable envers le public et ses employés, et continue de mettre l'accent sur le maintien de la confiance du public. OPG est résolue à maintenir des normes élevées en matière de sécurité publique et d'engagement social, y compris la protection de l'environnement, la transparence, la participation des collectivités et les relations avec les Premières Nations et les Métis. L'engagement d'OPG envers la sécurité est analysé à la rubrique *Activités de base et stratégie, Sécurité au travail et sécurité publique*.

Les stratégies d'exploitation et de croissance d'OPG tiennent compte des réductions des émissions de GES. En 2014, OPG a arrêté d'utiliser le charbon pour produire de l'électricité. Après avoir mis fin en toute sécurité à la production d'électricité à partir du charbon dans la province, OPG est devenue le plus important fournisseur d'énergie propre en Ontario, produisant et vendant de l'électricité ne produisant pratiquement pas d'émissions de GES ni d'émissions contribuant au smog. OPG a également mis en œuvre l'utilisation de biocombustibles à la centrale Atikokan et à la centrale Thunder Bay, qui réduisent les émissions de GES. En juin 2015, l'ACÉ a rendu hommage à OPG pour la conversion de ces unités aux biocombustibles en lui décernant le prix Électricité durable 2015 pour l'engagement environnemental.

Dans le cadre de son engagement envers la durabilité environnementale, OPG travaille avec des partenaires communautaires afin de soutenir la biodiversité et les écosystèmes régionaux. En 2015, OPG a poursuivi ses efforts visant à protéger et à restaurer l'habitat, à promouvoir l'éducation et la sensibilisation à la biodiversité et à aider au rétablissement d'espèces qui sont à risque. De plus, OPG apporte son soutien aux collectivités où elle mène ses activités dans le cadre du programme d'engagement de la Société, qui vient en aide chaque année à plus de 900 œuvres caritatives ou sans but lucratif dans les secteurs de l'environnement, de l'éducation et du partenariat communautaire.

OPG s'est engagée à être une entreprise ouverte, transparente et responsable. Exerçant ses activités partout en Ontario, OPG travaille à maintenir la confiance du public avec les parties prenantes en suscitant l'engagement des collectivités où elle est présente, en partageant de l'information et en étant transparente quant à sa performance. De plus, les activités d'OPG font l'objet d'une importante surveillance réglementaire par la CCSN, le CEO et d'autres entités, avec la participation du public.

OPG est déterminée à continuer de bâtir des relations de travail à long terme mutuellement profitables avec les collectivités des Premières Nations et des Métis. La Société cherche à établir des relations qui soient fondées sur le respect des langues, des coutumes et des institutions politiques, sociales et culturelles de ces collectivités. L'engagement d'OPG dans ce domaine comprend l'établissement, avec les collectivités des Premières Nations et des Métis, de partenariats de développement liés à la production d'énergie reposant sur des ententes commerciales à long terme mutuellement bénéfiques. La construction de la nouvelle centrale Peter Sutherland Sr. en partenariat avec la Nation Taykwa Tagamou en offre un exemple.

Pour en savoir plus sur l'engagement d'OPG envers le développement durable, y compris de l'information sur la performance et les initiatives de la Société sur les plans environnemental, social et économique, voir le rapport 2014 sur le développement durable d'OPG, qui se trouve sur le site Web de la Société à l'adresse www.opg.com.

SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales Pickering et Darlington, toutes deux détenues et exploitées par OPG. Ce secteur comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, des honoraires pour la gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Le secteur perçoit aussi des revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des centrales nucléaires d'OPG, ce qui a eu pour effet de réduire ces tarifs réglementés.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG présente les résultats des activités de la Société associées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité ou de moyenne activité, au déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), à la gestion du Fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et du Fonds distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »), établis en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA »), et aux activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation, qui correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs nucléaires, attribuable au passage du temps, et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts différentiels liés au combustible nucléaire irradié et aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité, qui font augmenter les passifs nucléaires. Ces coûts différentiels sont imputés aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location et des ententes connexes conclus avec Bruce Power. Puisque les coûts différentiels font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des centrales nucléaires Pickering et Darlington d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques d'OPG. Le secteur englobe les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, des centrales DeCew Falls 1 et 2, de la centrale R.H. Saunders et des 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation tarifaire qui est entrée en vigueur en 2014.

De plus, le secteur comprend les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus provenant des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services. Les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production provenant des installations hydroélectriques d'OPG qui sont visées par règlement, ce qui a pour effet de réduire ces tarifs réglementés.

Portefeuille de production liée par contrat

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats de production à long terme. Les résultats des centrales qui ne font pas actuellement l'objet d'un contrat ou d'une réglementation des tarifs, mais qui sont disponibles pour produire et vendre de l'électricité, au besoin, sont inclus dans ce secteur.

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. La centrale Brighton Beach fait l'objet d'une convention de conversion d'énergie entre Brighton Beach et Shell Energy North America (Canada) Inc.,

et la centrale PEC est exploitée en vertu d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre accéléré conclu avec la SIERE. La quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et du volume de production attribuables à ses participations dans les centrales PEC et Brighton Beach est elle aussi incluse dans ce secteur.

Le secteur comprend également les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus tirés des centrales comprises dans le secteur, qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il comprend les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent à l'électricité qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, aux opérations financières dans le secteur de l'énergie, aux revenus tirés des produits de gestion des risques financiers et aux ventes de produits liés à l'énergie. De plus, OPG détient une filiale de négociation en propriété exclusive qui effectue des opérations uniquement sur le marché américain. Les résultats de cette filiale sont présentés dans ce secteur. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés aux bilans consolidés comme des actifs ou des passifs à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de ce secteur. En outre, le secteur comprend les revenus tirés des locations immobilières, d'autres services non réglementés et des activités liées aux centrales Lambton et Nanticoke qui ont été fermées à la fin de 2013.

INDICATEURS CLÉS DU RENDEMENT D'EXPLOITATION ET DU RENDEMENT FINANCIER

OPG évalue le rendement de ses centrales à l'aide de divers indicateurs clés. Les indicateurs clés du rendement d'exploitation alignés sur les impératifs stratégiques de la Société sont des mesures de l'efficacité et de la fiabilité de la production, de la rentabilité et de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. Certaines des mesures utilisées varient selon la technologie de production. Les indicateurs clés du rendement financier évaluent le rendement financier de la Société au niveau de l'entreprise.

Facteur de capacité des unités de production nucléaire

Les centrales nucléaires d'OPG fonctionnent à titre d'installations de base. Elles ne sont pas conçues pour des niveaux de production variables visant à répondre à la demande de pointe. Le facteur de capacité des unités de production nucléaire est une mesure clé de la performance des centrales nucléaires. Il mesure la quantité d'énergie produite par les unités sur une période donnée, ajustée en fonction de contraintes externes comme les limites liées au transport ou à la demande, exprimée en pourcentage de la quantité d'énergie qui aurait été produite au cours de la même période si la production des unités avait été maximale. Les facteurs de capacité sont principalement touchés par les interruptions planifiées et fortuites de la production. Les facteurs de capacité, au sens défini par l'industrie, excluent les pertes de production sur lesquelles la direction de la centrale n'a pas de contrôle, telles que la non-disponibilité liée au réseau.

Coût total de la production nucléaire par MWh

Le coût total de la production nucléaire par MWh sert à mesurer le rendement relatif aux coûts des centrales nucléaires d'OPG. Le coût total de la production nucléaire par MWh est défini comme les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale Darlington, de l'incidence des comptes d'écarts et de report, et des dépenses auxiliaires liées aux activités de production nucléaire d'OPG), les charges au titre du combustible nucléaire pour les centrales exploitées par OPG (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report) et les dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale Darlington) engagés au cours de l'exercice, divisé par la production d'électricité d'origine nucléaire. En 2015, l'indicateur du coût total de la production nucléaire par MWh a été modifié pour faciliter la comparaison d'une période à l'autre, y compris l'ajustement pour exclure l'incidence des comptes d'écarts et de report. La modification a également été prise en compte dans la période comparative. Pour une analyse détaillée, voir la rubrique *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Disponibilité hydroélectrique

Les centrales hydroélectriques d'OPG fonctionnent en tant qu'installations de base, à capacité intermédiaire ou à capacité de pointe. La disponibilité hydroélectrique est une mesure de la fiabilité d'une unité de production hydroélectrique. Elle est représentée par le pourcentage du temps, au cours d'une période donnée, pendant lequel une unité est en mesure de fournir sa production, qu'elle produise de l'électricité ou non, comparativement à la durée totale de la période.

Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh sont utilisées pour mesurer la rentabilité des centrales hydroélectriques d'OPG. Cette mesure correspond au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique, divisé par l'énergie hydroélectrique produite, pour les secteurs d'activité respectifs.

En 2015, l'indicateur des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh a été simplifié afin de supprimer les ajustements au total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique utilisée pour mesurer la performance. La modification a également été prise en compte dans la période comparative.

Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques

Le taux d'indisponibilité fortuite équivalente est un indice de la fiabilité d'une unité de production aux centrales thermiques d'OPG. Il est obtenu en comparant le temps d'indisponibilité d'une unité de production attribuable à des événements fortuits, y compris tout déclassement forcé, avec son temps de disponibilité.

Rendement des capitaux propres à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu

Le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu est un indicateur du rendement d'OPG, en conformité avec son objectif de procurer de la valeur à l'actionnaire. Il correspond au bénéfice net attribuable à l'actionnaire divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour cette période, et est mesuré sur une période de douze mois. Pour en savoir plus, consulter les rubriques *Faits saillants* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie

Le ratio de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie est un indicateur de la capacité d'OPG à respecter ses obligations en matière d'intérêts au moyen de ses flux de trésorerie d'exploitation, et s'inscrit dans l'objectif de la Société d'assurer la disponibilité d'un financement à coût abordable. Il correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés, et est mesuré sur une période de douze mois. Pour de plus amples renseignements, consulter les rubriques *Faits saillants* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*.

Le coût total de la production nucléaire par MWh, le RCP à l'exclusion du cumul des autres éléments du résultat étendu et le ratio de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie ne sont pas des mesures conformes aux PCGR des États-Unis. Ils ne devraient pas être considérés comme des substituts au bénéfice net ou à toute autre mesure de rendement selon les PCGR des États-Unis. OPG est toutefois d'avis que ces mesures financières non conformes aux PCGR sont des indicateurs utiles de son rendement et s'inscrivent dans ses impératifs stratégiques et objectifs connexes.

Autres indicateurs clés

En plus des indicateurs de fiabilité de la production, de rentabilité et de rendement financier, OPG a relevé certaines mesures de la performance sur le plan de l'environnement et de la sécurité. Ces mesures sont analysées à la rubrique *Activités de base et stratégie*.

ANALYSE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Production nucléaire réglementée

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Revenus	**3 245**	3 015
Charges liées au combustible	**301**	258
Marge brute	**2 944**	2 757
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 200**	1 983
Amortissement	**717**	529
Impôts fonciers	**26**	28
Bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**1**	217
Autres pertes	**3**	-
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(2)**	217

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices du secteur s'est établie à 2 millions de dollars pour 2015, comparativement à un bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 217 millions de dollars pour 2014. Le recul du bénéfice de 219 millions de dollars par rapport à 2014 est principalement imputable à une augmentation du nombre de jours d'interruption et d'activités d'interruption au cours de 2015, qui a entraîné une baisse de la production de 3,6 TWh et une hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. L'arrêt planifié du bâtiment sous vide à la centrale Darlington, qui a nécessité l'arrêt des quatre unités de la centrale pendant 47 jours, est le principal facteur responsable de la baisse de la production et de la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par rapport à 2014. D'autres interruptions à la centrale Darlington au cours de 2015 ont également contribué à la baisse du bénéfice du secteur.

La baisse du bénéfice du secteur pour 2015, par rapport à 2014, reflète également une augmentation de l'amortissement de 111 millions de dollars, des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 48 millions de dollars et des charges au titre du combustible de 52 millions de dollars, du fait que les montants reportés dans les comptes réglementaires en 2014 étaient plus élevés. Les reports plus élevés en 2014 se rapportent

principalement aux coûts qui n'étaient pas inclus dans les tarifs réglementés en vigueur avant le 1er novembre 2014. La hausse des prix de vente moyens attribuable à l'augmentation des tarifs réglementés de base le 1er novembre 2014 a compensé en partie la baisse du bénéfice du secteur d'environ 290 millions de dollars en 2015.

Les revenus de production pour 2015 reflètent les revenus tirés des nouveaux avenants tarifaires autorisés par la CEO en octobre 2015 avec prise d'effet le 1er juillet 2015. La hausse des revenus qui en a résulté a été en grande partie compensée par une hausse de l'amortissement lié aux soldes réglementaires. Pour en savoir plus sur l'incidence des nouveaux avenants tarifaires, voir la rubrique *Faits saillants du bilan*.

Les revenus du secteur pour 2014 et 2015 reflètent les variations de la juste valeur du passif dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, ainsi que les changements compensatoires de l'actif réglementaire lié au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Par suite des modifications apportées en décembre 2015 au contrat de location des centrales Bruce, le passif dérivé a été contrepassé en 2015, donnant lieu à une augmentation des revenus de 299 millions de dollars par rapport à 2014, et à une baisse compensatoire des revenus rattachée à la baisse de l'actif réglementaire lié au compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Par conséquent, il n'y a pas eu d'incidence sur les revenus ou le bénéfice net qui soit attribuable aux variations de la juste valeur du passif dérivé et à sa décomptabilisation. Voir la rubrique *Faits saillants du bilan* pour plus d'information sur la décomptabilisation du dérivé incorporé. Les modifications du contrat de location des centrales Bruce sont analysées à la rubrique *Faits saillants, Faits nouveaux*.

Les facteurs de capacité pour les centrales Darlington et Pickering et le coût total de la production nucléaire par MWh pour 2015 et 2014 sont les suivants :

	2015	2014
Facteur de capacité des unités de production *(%)*		
Centrale Darlington	**76,9**	92,1
Centrale Pickering	**79,4**	75,3
Coût total de la production nucléaire par MWh *($/MWh)*	**66,29**	57,84

En 2015, en raison de l'arrêt du bâtiment sous vide en vue de la remise en état des quatre unités et d'une hausse du nombre de jours d'interruption pour d'autres raisons, le facteur de capacité des unités de production à la centrale Darlington a diminué par rapport à 2014.

L'augmentation du facteur de capacité des unités de production à la centrale Pickering en 2015 en regard de 2014 est principalement attribuable à une amélioration de la fiabilité, reflétée par la baisse du nombre de jours d'interruption fortuite, annulée en partie par une hausse du nombre de jours d'interruption prévue. L'amélioration de la fiabilité à la centrale Pickering est surtout associée à une amélioration de la fiabilité de l'équipement et de la performance humaine.

L'augmentation du coût total de la production nucléaire par MWh en 2015 par rapport à 2014 reflète principalement la baisse de la production à la centrale Darlington, et la hausse des dépenses liées à l'arrêt du bâtiment sous vide à la centrale Darlington et à d'autres interruptions.

La définition et le calcul du coût total de la production nucléaire par MWh sont présentés respectivement aux rubriques *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier* et *Autres mesures financières non conformes aux PCGR*. La définition du facteur de capacité des unités de production nucléaire est également présentée à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier*.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

	2015	2014
Revenus	**122**	121
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**132**	129
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	**880**	782
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(704)**	(714)
Perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(186)**	(76)

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est établie à 186 millions de dollars pour 2015, comparativement à 76 millions de dollars pour 2014. La baisse du bénéfice tient surtout à la hausse de la charge de désactualisation du fait que des montants plus élevés avaient été reportés dans les comptes réglementaires en 2014 pour des coûts non inclus dans les tarifs réglementés en vigueur avant novembre 2014. La hausse de la charge de désactualisation en 2015 reflète également l'augmentation des passifs nucléaires, par rapport à 2014, attribuable à la hausse de la valeur actualisée de l'obligation sous-jacente pour tenir compte du passage du temps.

La baisse du bénéfice du secteur est aussi en partie imputable à une baisse du rendement du Fonds pour combustible irradié. Le recul de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario en 2015, par rapport à 2014, a entraîné une baisse du rendement annuel sur la portion du Fonds pour combustible irradié qui est garantie par la Province. La Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »), comme il en est question à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques, Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Production hydroélectrique réglementée

(en millions de dollars)	2015	2014
Revenus[1]	**1 619**	1 417
Charges liées au combustible	**345**	343
Marge brute	**1 274**	1 074
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**338**	325
Amortissement	**282**	167
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara	**-**	77
Impôts fonciers	**1**	1
Bénéfice avant autres pertes, intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**653**	504
Autres pertes	**3**	2
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**650**	502

[1] Pour 2015 et 2014, les revenus du secteur Production hydroélectrique réglementée comprennent des paiements incitatifs liés au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO de respectivement 26 millions de dollars et 16 millions de dollars. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients.

L'augmentation du bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire de 148 millions de dollars pour 2015, par rapport à 2014, est en grande partie attribuable à la radiation de 77 millions de dollars constatée en 2014 par suite du rejet réglementaire par la CEO de certains coûts liés au projet du tunnel de Niagara,

et à une hausse des tarifs réglementés en 2015. L'augmentation des tarifs réglementés de base est entrée en vigueur le 1er novembre 2014, haussant les revenus pour 2015 d'environ 85 millions de dollars par rapport à 2014.

L'incidence sur les revenus de la hausse des avenants tarifaires pour 2015, par rapport à 2014, a été en grande partie compensée par une augmentation correspondante de l'amortissement lié aux soldes réglementaires.

La disponibilité hydroélectrique et les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh pour 2015 et 2014 ont été comme suit pour les centrales incluses dans le secteur Production hydroélectrique réglementée :

	2015	2014
Disponibilité hydroélectrique *(%)*	**91,2**	91,4
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh *($/MWh)*	**11,1**	10,4

La disponibilité hydroélectrique pour 2015 est comparable à celle pour 2014. L'augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh pour 2015, en regard de 2014, est surtout attribuable à une baisse de la production.

La définition de la disponibilité hydroélectrique et des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh est présentée à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier*.

Portefeuille de production liée par contrat

(en millions de dollars)	2015	2014
Revenus	**535**	329
Charges liées au combustible	**39**	37
Marge brute	**496**	292
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**183**	175
Amortissement	**72**	38
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**8**	8
Impôts fonciers	**7**	(1)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(39)**	(41)
Restructuration	**-**	8
Bénéfice avant autres pertes (revenus), intérêts et impôts sur les bénéfices	**265**	105
Autres pertes (revenus)	**1**	(6)
Bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**264**	111

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices a augmenté de 153 millions de dollars pour 2015 par rapport à 2014. L'augmentation est principalement attribuable à la hausse des revenus tirés des centrales du projet de la rivière Lower Mattagami, les nouvelles unités étant toutes en service depuis la fin de 2014. L'accroissement des revenus tirés des centrales au charbon Atikokan et Thunder Bay, qui ont été converties aux biocombustibles, a également contribué à l'augmentation du bénéfice pour 2015.

L'augmentation du bénéfice a été contrebalancée en partie par une hausse de l'amortissement attribuable principalement aux nouveaux actifs mis en service dans le cadre des projets de la rivière Lower Mattagami et de conversion aux biocombustibles. La hausse du bénéfice a également été contrebalancée en partie par une baisse des revenus tirés de la centrale Lennox, du fait surtout d'une hausse des prix de vente moyens au cours du premier semestre de 2014. De plus, OPG avait comptabilisé des charges de restructuration en 2014 liées aux

changements de personnel effectués à la centrale au charbon Thunder Bay avant sa conversion à la biomasse avancée.

La disponibilité hydroélectrique, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques du secteur Portefeuille de production liée par contrat pour 2015 et 2014 ont été comme suit :

	2015	2014
Disponibilité hydroélectrique (%)	**88,6**	90,2
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh *($/MWh)*	**24,0**	23,8
Taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques *(%)*	**11,2**	8,9

La baisse de la disponibilité hydroélectrique pour 2015, par rapport à 2014, est principalement attribuable au nombre accru de jours d'interruption planifiée aux centrales Kipling et Harmon de la rivière Lower Mattagami. La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh pour 2015, par rapport à 2014, découle d'une augmentation des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées aux centrales de la rivière Lower Mattagami. La hausse du taux d'indisponibilité fortuite équivalente des centrales thermiques pour 2015, par rapport à 2014, est surtout imputable à une interruption pour effectuer des travaux à la centrale Lennox au cours de l'exercice. La durée prolongée de l'interruption est attribuable au fait qu'il était plus économique, en raison de la conjoncture, d'effectuer les travaux de réparation sur une plus longue période.

La disponibilité hydroélectrique, les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration liées à la production hydroélectrique par MWh et le taux d'indisponibilité fortuite équivalente pour les centrales thermiques sont définis à la rubrique *Indicateurs clés du rendement d'exploitation et du rendement financier*.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

(en millions de dollars)	2015	2014
Revenus	**73**	197
Charges liées au combustible	**2**	3
Marge brute	**71**	194
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**48**	119
Amortissement	**29**	20
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations	**7**	7
Impôts fonciers	**11**	4
Restructuration	**6**	10
(Perte) bénéfice avant autres pertes, intérêts et impôts sur les bénéfices	**(30)**	34
Autres pertes	**7**	1
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(37)**	33

Le bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices a baissé de 70 millions de dollars pour 2015 par rapport à 2014. Cette baisse s'explique surtout par une diminution de la marge de négociation pour l'électricité vendue aux marchés de l'énergie avoisinants, ce qui est essentiellement la conséquence d'un hiver anormalement froid au premier trimestre de 2014, qui avait ainsi contribué à une augmentation des marges de négociation en 2014. La diminution du rendement est aussi attribuable à l'expiration de la convention de recouvrement des coûts pour les centrales Nanticoke et Lambton à la fin de 2014 et aux recouvrements comptabilisés au cours de 2014 se rapportant aux réévaluations de l'impôt foncier. L'incidence sur le bénéfice du secteur de l'expiration de la convention de recouvrement des coûts pour les centrales Nanticoke et Lambton a été largement contrebalancée par une diminution des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration pour ces emplacements.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les principales sources de liquidités et de capital d'OPG sont les flux de trésorerie provenant de l'exploitation, le financement bancaire et les facilités de crédit fournies par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO »), les titres d'emprunt à long terme et le financement sur les marchés financiers. Ces sources sont utilisées à de nombreuses fins, notamment l'investissement dans les centrales et les technologies; la réalisation de projets importants, l'acquittement des obligations de financement à long terme comme les cotisations à la caisse de retraite et aux Fonds nucléaires; le versement des paiements au titre des régimes d'avantages complémentaires de retraite; et le service et le remboursement de la dette à long terme.

Les variations de la trésorerie et des équivalents de trésorerie pour 2015 et 2014 ont été comme suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	**610**	562
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**1 465**	1 433
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(1 553)**	(1 545)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(58)**	160
(Diminution) augmentation nette	**(146)**	48
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	**464**	610

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et le ratio de couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation sont analysés à la rubrique *Faits saillants, Aperçu des résultats d'exploitation*.

Activités d'investissement

La production d'électricité est un secteur d'activité hautement capitalistique, qui exige des investissements continus dans les centrales et les technologies pour maintenir et améliorer le rendement de l'exploitation, y compris la fiabilité des actifs, la sécurité et la performance sur le plan de l'environnement, augmenter la capacité de production des centrales existantes, et investir dans le développement de nouvelles centrales et d'autres possibilités de croissance pour l'entreprise.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement se sont élevés à 1 553 millions de dollars pour 2015, par rapport à 1 545 millions de dollars pour 2014. L'augmentation s'explique principalement par le placement du produit tiré de l'émission en 2015 de titres d'emprunt à long terme, destiné au financement du projet de centrale Peter Sutherland Sr., dans un billet de dépôt structuré dont les dates d'échéance s'échelonnent jusqu'à avril 2017. L'augmentation s'explique aussi par la hausse des dépenses en immobilisations liées à la centrale Peter Sutherland Sr., dont la construction a commencé au deuxième trimestre de 2015. L'augmentation des flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement a été largement compensée par une baisse des dépenses consacrées au projet de la rivière Lower Mattagami et au projet de conversion aux biocarburants de la centrale Atikokan, qui ont été mis en service en 2014.

Pour 2016, OPG prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 2 milliards de dollars, dont une partie sera affectée au projet de remise en état de la centrale Darlington, aux projets de développement de la capacité hydroélectrique, y compris la construction de la centrale Peter Sutherland Sr., et au maintien des investissements dans le parc de centrales.

Activités de financement

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2015, OPG a renouvelé

les deux tranches et en a reporté l'échéance jusqu'en mai 2020. Au 31 décembre 2015, aucun emprunt n'était en cours sur la facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2015, OPG pouvait emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 456 millions de dollars qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social. Au 31 décembre 2015, des lettres de crédit d'un total de 384 millions de dollars avaient été émises, dont 345 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 38 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures. Le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention est de 150 millions de dollars. La convention vient à échéance le 30 novembre 2016. Aux 31 décembre 2015 et 2014, aux termes de cette convention, des lettres de crédit de 150 millions de dollars étaient en cours pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

Au 31 décembre 2015, Lower Mattagami Energy Limited Partnership (« LME ») pouvait emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 500 millions de dollars pour soutenir les obligations de capitalisation du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris le programme de papier commercial de LME. La facilité initiale consistait en deux tranches pluriannuelles de 300 millions de dollars venant à échéance respectivement en août 2019 et août 2015. Au cours du troisième trimestre de 2015, l'échéance de la première tranche a été reportée à août 2020 alors que la deuxième tranche a été réduite à 200 millions de dollars et son échéance, reportée à août 2016. Au 31 décembre 2015, du papier commercial externe de 225 millions de dollars était en cours dans le cadre du programme de papier commercial de LME (aucun papier commercial externe n'était en cours en 2014). Aux 31 décembre 2015 et 2014, LME n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

OPG peut emprunter 700 millions de dollars sur une facilité de crédit conclu avec la SFIEO à l'appui du projet de la rivière Lower Mattagami. Au 31 décembre 2015, aucun emprunt n'était en cours sur cette facilité de crédit qui vient à échéance en juin 2016.

Depuis décembre 2014, OPG peut emprunter 800 millions de dollars sur une facilité de crédit aux fins générales du siège social conclue avec la SFIEO à l'appui de ses besoins de financement pour 2015 et 2016. Aux 31 décembre 2015 et 2014, aucun montant n'était tiré sur cette facilité de crédit. La facilité de crédit vient à échéance le 31 décembre 2016.

En octobre 2015, PSS Generating Station LP, filiale d'OPG, a émis des titres d'emprunt à long terme totalisant 245 millions de dollars et échéant en octobre 2067 à l'appui de la construction de la centrale Peter Sutherland Sr. Le taux d'intérêt effectif de cette dette est de 4,9 % et le taux d'intérêt nominal, de 4,8 %. Cette dette est garantie par les actifs du projet.

Au 31 décembre 2015, la dette à long terme d'OPG s'établissait à 5 472 millions de dollars, dont un montant de 273 millions de dollars arrivant à échéance dans moins d'un an. OPG évalue les solutions de refinancement de la dette qui s'offrent à elle.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2015 étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2016	2017	2018	2019	2020	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	175	173	163	97	65	110	783
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	150	163	193	288	133	2 285	3 212
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG[2]	357	-	-	-	-	-	357
Remboursement sur la dette à long terme	273	1 103	398	368	663	2 667	5 472
Intérêt sur la dette à long terme	261	242	186	167	145	2 275	3 276
Remboursement sur la dette à court terme	225	-	-	-	-	-	225
Engagements liés au projet de remise en état de la centrale Darlington[3]	284	-	-	-	-	-	284
Engagements à l'égard de la centrale Peter Sutherland Sr.	128	38	-	-	-	-	166
Permis d'exploitation	41	43	37	23	24	142	310
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	17	17	14	14	47	125
Obligations d'achat non conditionnelles	68	61	58	57	55	5	304
Créditeurs et charges à payer	1 031	4	7	-	-	19	1 061
Divers	89	39	29	26	2	69	254
Total	3 098	1 883	1 088	1 040	1 101	7 619	15 829

[1] Les cotisations effectuées en vertu de l'ONFA reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 qui a été approuvé en 2012. Le plan de référence en vertu de l'ONFA révisé devrait entrer en vigueur le 1er janvier 2017.

[2] Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1er janvier 2014. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2016 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

[3] Comprennent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris la démobilisation du personnel affecté au projet et l'annulation des contrats existants et des commandes de matériel.

Autres engagements

Conventions collectives

Au 31 décembre 2015, OPG comptait environ 9 250 employés à plein temps et environ 1 250 employés saisonniers, travailleurs de la construction temporaires, employés contractuels et employés temporaires. La plupart des employés à temps plein d'OPG sont représentés par deux syndicats :

- **Le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique** – Ce syndicat représentait quelque 5 300 employés d'OPG, soit environ 57 % de l'effectif permanent d'OPG au 31 décembre 2015. Sont membres de ce syndicat les opérateurs, les techniciens, les ouvriers qualifiés, les employés de bureau et le personnel de sécurité. La précédente convention collective entre OPG et le syndicat est arrivée à échéance le 31 mars 2015. En mai 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 mars 2018. D'autres détails sont présentés à la rubrique *Faits saillants, Faits nouveaux*.

- **The Society** – Ce syndicat représentait quelque 2 950 employés, soit environ 32 % de l'effectif permanent d'OPG au 31 décembre 2015. Sont membres de ce syndicat les superviseurs, les ingénieurs, les scientifiques et autres professionnels. La convention collective en vigueur avec ce syndicat, qui a été établie au moyen d'une décision arbitrale, est venue à échéance le 31 décembre 2015. En novembre 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 décembre 2018. D'autres détails sont présentés à la rubrique *Faits saillants, Faits nouveaux*.

En plus d'avoir une main-d'œuvre permanente, OPG confie des travaux de construction à des membres de 19 syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG. Ces droits de négociation sont exercés soit par l'entremise de l'Electrical Power Systems Construction Association (« EPSCA »), soit directement auprès d'OPG. Les conventions collectives conclues entre la Société et ses syndicats de la construction sont négociées directement ou par l'entremise de l'EPSCA. Treize de ces conventions collectives sont arrivées à échéance le 30 avril 2015. Des conventions d'une durée de cinq ans ont été conclues avec tous les syndicats.

Contrat de prestation de services de technologies de l'information

OPG a eu recours à un processus d'appel d'offres pour l'impartition de ses services de technologies de l'information sur la période 2014-2015, adressant une invitation à soumissionner à un certain nombre de fournisseurs qualifiés. En octobre 2015, après le processus d'appel d'offres, un contrat de cinq ans prenant effet en février 2016 a été conclu avec le fournisseur choisi. La valeur estimative du nouveau contrat d'impartition est d'environ 300 millions de dollars sur la période de cinq ans.

FAITS SAILLANTS DU BILAN

La rubrique qui suit présente les faits saillants de la situation financière consolidée auditée d'OPG établis d'après les principales données du bilan :

(en millions de dollars)	2015	2014
Immobilisations corporelles, montant net	**20 595**	17 593
La variation s'explique principalement par la hausse des coûts de mise hors service d'immobilisations de 2 330 millions de dollars en 2015 due au changement d'estimation des passifs nucléaires, qui est présenté à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*, et par les dépenses en immobilisations liées au projet de remise en état de la centrale Darlington et au projet de la centrale Peter Sutherland Sr. ainsi que par les programmes de capital de soutien. Cette hausse a été en partie contrebalancée par la dotation aux amortissements pour l'exercice.		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)*	**15 136**	14 379
L'augmentation tient surtout au rendement des Fonds nucléaires et aux cotisations au Fonds pour combustible irradié, atténuée par les remboursements des dépenses admissibles liées aux activités d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires.		
Actifs réglementaires *(tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)*	**5 907**	7 191
La diminution est principalement attribuable à la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite à la fin de 2015, à l'amortissement des soldes réglementaires liés aux avenants tarifaires en vigueur au cours de 2015, et à la décomptabilisation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce, qui est présenté à la rubrique *Décomptabilisation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce,* ci-après.		
Dette à long terme *(incluant la tranche échéant à moins d'un an)*	**5 472**	5 730
La diminution est attribuable au remboursement de 503 millions de dollars sur la dette en 2015 en partie contrebalancée par le produit de l'émission de 245 millions de dollars de titres d'emprunt pour le projet de la centrale Peter Sutherland Sr. effectué en 2015.		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**20 169**	17 028
L'augmentation s'explique surtout par l'augmentation de 2 330 millions de dollars de l'estimation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires en 2015, qui est présentée à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*, et par une charge de désactualisation au cours de l'exercice représentant l'augmentation des passifs due au passage du temps.		
Passifs au titre des régimes de retraite	**2 597**	3 570
Les passifs au titre des régimes de retraite ont diminué en raison surtout du rendement des actifs de la caisse de retraite au cours de 2015, de la réévaluation des passifs à la fin de l'exercice reflétant une hausse des taux d'actualisation et une hausse des cotisations de l'employeur à la caisse de retraite au cours de l'exercice, le tout en partie compensé par le coût des prestations au titre des services rendus pour l'exercice et les intérêts débiteurs pour l'exercice.		
Créditeurs et charges à payer à long terme	**207**	529
La diminution est essentiellement attribuable à la décomptabilisation du passif incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce par suite des modifications apportées au contrat de location des centrales Bruce, qui sont présentées à la rubrique *Décomptabilisation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce,* ci-après.		

Incidence des nouveaux avenants tarifaires sur le recouvrement des soldes dans les comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO

Les décisions de la CEO de juin 2015 et de septembre 2015 ont approuvé le recouvrement par OPG de soldes d'écarts et de report au 31 décembre 2014 d'environ 1,8 milliard de dollars. L'approbation comprenait le recouvrement de 714 millions de dollars comptabilisés dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite au cours de 2013 et de 2014 sur six ans à compter du 1er juillet 2015, et de 225 millions de dollars comptabilisés dans ce compte d'écarts avant 2013, dont le recouvrement se poursuivra jusqu'au 31 décembre 2024, comme la CEO l'avait autorisé précédemment. Le recouvrement de la majorité des soldes approuvés de 809 millions de dollars dans d'autres comptes a été autorisé sur une période de 18 mois à compter du 1er juillet 2015.

Par suite des décisions de la CEO et de l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO, OPG a comptabilisé une dotation aux amortissements de 301 millions de dollars à l'égard des soldes réglementaires en 2015 se rapportant à la période du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2015, laquelle a été contrebalancée par les produits correspondants comptabilisés au cours de la période. Au 31 décembre 2015, un montant net de 602 millions de dollars d'actifs réglementaires était classé dans les éléments à court terme au bilan d'OPG pour tenir compte du recouvrement prévu des soldes réglementaires sur les douze prochains mois selon l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO.

Les décisions et l'ordonnance de 2015 de la CEO à l'égard de la demande d'OPG sollicitant le recouvrement des soldes du compte d'écarts et de report au 31 décembre 2014 sont présentées à la rubrique *Faits saillants, Faits nouveaux*.

Décomptabilisation du dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce

Avec prise d'effet le 4 décembre 2015, le contrat de location des centrales Bruce a été modifié afin de supprimer la disposition qui prévoyait des réductions conditionnelles des revenus d'OPG en vertu du contrat de location. Avant les modifications, les loyers supplémentaires à payer en vertu du contrat de location étaient réduits d'un rabais à chaque année civile pourvu que la moyenne arithmétique du prix de l'énergie par heure était inférieure à 30 $/MWh et que certaines autres conditions soient satisfaites. Cette réduction conditionnelle des revenus futurs a été comptabilisée à titre de passif dérivé aux bilans consolidés d'OPG. Les variations de la juste valeur du passif dérivé ont été comptabilisées dans les revenus du secteur Production nucléaire réglementée, un actif réglementaire compensatoire a été comptabilisé dans l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Par suite des modifications apportées au contrat de location des centrales Bruce, OPG a repris le passif dérivé incorporé dans le contrat de location de 299 millions de dollars en décembre 2015, et une réduction compensatoire a été comptabilisée dans l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Par conséquent, la décomptabilisation du dérivé n'a pas eu d'incidence sur le bénéfice net en 2015. La réduction conditionnelle des revenus est restée en vigueur, au prorata, pendant la période du 1er janvier 2015 au 3 décembre 2015.

Ententes hors bilan

Dans le cours normal des affaires, OPG est partie à diverses opérations qui, selon les PCGR des États-Unis, ne sont pas comptabilisées dans les états financiers consolidés de la Société, ou le sont à des montants qui diffèrent des montants contractuels totaux. Les principales activités hors bilan menées par OPG comprennent des garanties et des contrats à long terme.

Garanties

Dans le cours normal des affaires, OPG et certaines de ses filiales et coentreprises concluent diverses ententes qui fournissent une assurance financière ou une assurance de bonne exécution à des tiers. Ces ententes prévoient des garanties, des lettres de crédit de soutien et des cautionnements. Pour obtenir plus de renseignements sur les garanties d'OPG, se reporter à la note 15 des états financiers consolidés audités d'OPG.

MÉTHODES ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Les méthodes comptables importantes d'OPG, y compris l'incidence de prises de position comptables importantes récentes, sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités. Certaines de ces méthodes sont qualifiées de critiques du fait des jugements et des estimations subjectifs et complexes qui sont requis pour certains éléments comportant de l'incertitude qui, selon les circonstances et les hypothèses retenues, peuvent être comptabilisés à des montants pouvant être considérablement différents. Les méthodes et les estimations comptables critiques qui ont une incidence sur les états financiers consolidés d'OPG dressés selon les PCGR des États-Unis sont décrites ci-après.

Dispense pour la présentation de l'information financière selon les PCGR des États-Unis

Au cours de 2014, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario (« CVMO ») quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou à offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt. La dispense prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1er janvier 2019
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à la réglementation des tarifs
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une Norme internationale d'information financière (IFRS) propre aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs.

Compte tenu de la décision prise en 2011 par OPG d'adopter les PCGR des États-Unis, comme l'exige la Loi, le précédent plan de conversion d'OPG aux IFRS, en date du 1er janvier 2012, a été abandonné. OPG avait pratiquement achevé son projet de conversion aux IFRS, qui comprenait des phases de diagnostic, d'élaboration et de mise en œuvre distinctes, lorsqu'elle a interrompu le projet. S'il se révèle nécessaire de passer aux IFRS à une date ultérieure pour les besoins des états financiers consolidés d'OPG, les travaux de conversion pourront être redémarrés efficacement afin de disposer de suffisamment de temps pour évaluer les changements survenus après la décision d'interrompre le projet et de tirer des conclusions à ce sujet.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie* de l'Ontario et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les installations hydroélectriques R.H. Saunders, les 48 centrales hydroélectriques qui ont été visées par une réglementation des tarifs en 2014 et les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la CEO.

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des clients ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société devra rembourser aux clients dans l'avenir des sommes relatives aux

centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, elle comptabilisera un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Généralement, ces comptes d'écarts comprennent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés, ou tiennent compte de l'incidence des éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées. Les soldes rejetés sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue. Les soldes rejetés sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report, OPG comptabilise des actifs et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés, afin de refléter les montants qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts attribués aux installations réglementées.

Les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1er avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés pour OPG. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu n'ont pas été reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes de l'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes.

Pour établir les tarifs réglementés d'OPG entrés en vigueur le 1er novembre 2014, la CEO a limité les montants relatifs aux coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite utilisés dans le calcul des besoins en revenus approuvés, aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. De l'avis de la Société, cette décision de la CEO ne constitue pas un changement dans la méthode de recouvrement, au moyen des tarifs, des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Cette opinion se fonde sur le fait que la CEO a instauré un compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement par suite de sa décision de novembre 2014, comme décrit ci-dessous, et sur la prévision de la CEO, dans cette décision, que l'abandon de la comptabilité d'engagement pour les recouvrements d'OPG, le cas échéant, sera abordé dans le cadre d'une instance tarifaire future sur OPG, compte tenu du résultat d'une future instance générale à l'égard d'OPG portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Par conséquent, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

seront inclus dans les tarifs réglementés futurs ou dans un compte d'écarts ou de report autorisé par la CEO lorsqu'ils seront comptabilisés dans les coûts des avantages. Ainsi, la Société a continué de comptabiliser un actif réglementaire pour ces montants non amortis.

Avec prise d'effet le 1er novembre 2014, le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement comprend l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés, établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement en vertu des PCGR des États-Unis, et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes. La Société a comptabilisé le montant réservé dans le compte de report à titre d'actif réglementaire. Au 31 décembre 2015, le solde de l'actif réglementaire s'élevait à 315 millions de dollars, ce qui représente l'excédent des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite calculé selon la méthode de la comptabilité d'engagement plutôt que selon la méthode de comptabilité de trésorerie pour la période du 1er novembre 2014 au 31 décembre 2015. La décision de novembre 2014 de la CEO indiquait que le recouvrement futur, le cas échéant, des montants comptabilisés dans le compte de report serait assujetti à la conclusion de l'instance générale de la CEO portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite.

En mai 2015, la CEO a amorcé un processus de consultation devant mener à l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts. OPG participe au processus de consultation qui est en cours.

Si, au cours d'une instance future, la CEO décidait d'un changement de méthode pour le recouvrement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG, OPG pourrait devoir ajuster les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et au titre du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement.

Se reporter aux notes 3, 5, 8, 9 et 11 des états financiers consolidés audités de 2015 d'OPG pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la SFIEO des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts* (Ontario) dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. OPG a pris certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'un contrôle fiscal, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les

valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

La Société avait comptabilisé des passifs d'impôts reportés d'un montant net de 890 millions de dollars au 31 décembre 2015 (828 millions de dollars en 2014).

Immobilisations corporelles, actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement des immobilisations qui n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail qui, pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire.

Les estimations comptables ayant trait aux hypothèses sur les fins de vie des immobilisations corporelles et des actifs incorporels font largement appel au jugement de la direction, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres. OPG examine régulièrement les durées de vie utile estimatives de ses immobilisations corporelles et actifs incorporels.

Dépréciation des actifs

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la

somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

Diverses hypothèses et estimations comptables doivent être faites pour établir si une perte de valeur devrait être constatée et, si c'est le cas, pour en établir la valeur. Ces hypothèses et estimations s'appuient sur des facteurs comme les prévisions à court et à long terme des prix de production de l'électricité en vertu des mécanismes de revenus applicables, l'offre et la demande d'électricité, les dates de mise en service des centrales, l'inflation, les prix du combustible, les dépenses en immobilisations et la durée de vie utile des centrales.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'ONFA, OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses obligations liées au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi que certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales. Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. OPG verse des cotisations aux Fonds nucléaires en fonction des plans de référence approuvés en vertu de l'ONFA.

Fonds de déclassement

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement. Par conséquent, lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, plus la tranche de l'excédent, le cas échéant, qu'OPG peut choisir de considérer comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement était en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé.

En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de 50 % de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. Ainsi, lorsque la capitalisation du Fonds de déclassement est d'au moins 120 %, OPG comptabilise en résultats 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

Fonds pour combustible irradié

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. OPG comptabilise le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et l'inclut dans ses résultats à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel

du marché, selon la juste valeur des actifs du fonds relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes selon le plus récent plan de référence approuvé. À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent qui dépasse le coefficient de capitalisation minimal de 100 %.

Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG attribuées aux grappes de combustible irradié qui ont dépassé le seuil de 2,23 millions ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, et dégagent un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la CCSN, pour le compte d'OPG, pour tout manque à gagner entre les exigences de la CCSN en matière de garantie financière consolidée et la valeur des Fonds nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale. La valeur actuelle de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars s'applique jusqu'à la fin de 2017. En vertu de ce montant de garantie, OPG a payé à la Province une commission de garantie de 8 millions de dollars en 2014 et en 2015.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des coûts et des obligations d'OPG liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite repose sur des méthodes comptables et des hypothèses, comme présenté ci-dessous.

Méthode comptable

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. À moins d'indication contraire, l'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, les échelons salariaux, l'inflation et les hypothèses sur la hausse des coûts des soins de santé. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le

rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent le coût des prestations au titre des services rendus pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime correspondant jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le « corridor ») si ce montant est supérieur, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime, soit la période pendant laquelle la Société devrait réaliser des avantages économiques connexes. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme composantes de l'amortissement des coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et pour refléter le reclassement de montants du cumul des autres éléments du résultat étendu dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Hypothèses comptables

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, le taux d'inflation et les changements de la masse salariale sont trois hypothèses cruciales dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de

rendement à long terme prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses actuarielles en raison de facteurs économiques et autres donnant lieu à des gains ou des pertes actuariels.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Au 31 décembre 2015, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG s'établissaient à 20 169 millions de dollars (17 028 millions de dollars en 2014). Les obligations comprennent les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires. Elles se composent des coûts prévus à engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire, l'arrêt sécuritaire, le démantèlement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié et des matériaux de faible activité et de moyenne activité. Les passifs liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié représentent la plus grande part de l'obligation totale.

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour la fermeture des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile, ce qui consiste à préparer la centrale à l'état d'arrêt sécuritaire et à la mettre en état d'arrêt sécuritaire pendant une période de fermeture sécuritaire de 30 ans avant son démantèlement et la remise en état du site. Les activités liées à la mise en état d'arrêt sécuritaire des centrales comprennent le déchargement du combustible et l'assèchement des réacteurs nucléaires. Aux termes du contrat de location des centrales louées à Bruce Power, OPG continue d'être responsable des passifs liés aux centrales nucléaires Bruce. Aux termes du contrat de location, Bruce Power doit rendre à OPG les centrales Bruce, en même temps, asséchées et déchargées. Les coûts liés à l'assèchement et au déchargement du combustible ne font pas partie des obligations d'OPG liées à la mise hors service d'immobilisations.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir l'obligation à l'égard de ces coûts comprennent une installation destinée à un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. Pour estimer son passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche conforme à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume qu'un dépôt géologique en profondeur est une composante de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. La SGDN est responsable de la conception et de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié.

Les coûts suivants sont comptabilisés à titre de passif dans les bilans consolidés d'OPG :

- la valeur actualisée des coûts de déclassement des installations nucléaires et thermiques et d'autres installations après la fin de leur durée de vie utile;
- la valeur actualisée de la partie coût fixe des programmes de gestion des déchets nucléaires requis, d'après le volume total des déchets attendus sur la durée de vie estimative des centrales;
- la valeur actualisée de la partie coût variable des programmes de gestion des déchets nucléaires, compte tenu des volumes de déchets générés à ce jour.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques et opérationnels utilisés pour le calcul des charges à payer font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, y compris les hypothèses sur le calendrier des programmes, notamment la construction hypothétique d'installations d'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers, la stratégie de déclassement ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude inhérente quant à la mesure des coûts de ces programmes à long terme, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps. Les estimations des passifs nucléaires sont revues continuellement dans le cadre du programme global de gestion des déchets nucléaires. Une réévaluation complète de toutes les hypothèses sous-jacentes et de toutes les estimations des coûts de base est effectuée régulièrement pour les passifs nucléaires. La dernière mise à jour complète des estimations des coûts des passifs nucléaires est incluse dans le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA. Toute variation des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant ou le calendrier des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et la variation correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2015, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 50 prochaines années environ.

Au 31 décembre 2015, les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée s'établissaient à 19 792 millions de dollars (16 663 millions de dollars en 2014). Au 31 décembre 2015, les flux de trésorerie non actualisés à l'égard des dépenses devant être engagées par OPG au titre des passifs nucléaires en dollars en 2015 se présentaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**Par la suite**	**Total**
Dépenses au titre de l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de la gestion des déchets nucléaires[1]	309	311	328	359	400	36 565	38 272

[1] La majeure partie des dépenses devraient être remboursées par les Fonds nucléaires d'OPG établis par l'ONFA. Les cotisations exigées en vertu de l'ONFA ne figurent pas dans ces flux de trésorerie non actualisés, mais sont prises en compte dans le tableau de la rubrique *Engagements contractuels et commerciaux*. Les fonds nucléaires sont présentés à la rubrique *Méthodes et estimations comptables critiques, Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires*.

Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 377 millions de dollars au 31 décembre 2015 (365 millions de dollars en 2014). Ce passif représente principalement la valeur actualisée des coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises. Aux fins de l'évaluation du passif, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations s'échelonnera sur les 15 prochaines années environ. Le montant des flux de trésorerie estimatifs futurs non actualisés associés aux passifs non nucléaires atteint environ 500 millions de dollars.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle.

La juste valeur des actifs et passifs financiers pour lesquels les cours sur un marché actif sont disponibles, y compris les instruments dérivés cotés en Bourse et d'autres instruments financiers, est établie directement à partir de ces cours du marché.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui peuvent influer sur la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si la technique ou le modèle d'évaluation ne se fonde pas sur des données de marché observables, on recourt à des techniques d'évaluation précises fondées principalement sur des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur/cours vendeur de transactions similaires et d'autres données pertinentes.

L'utilisation d'instruments financiers par OPG expose la Société à certains risques, dont le risque de crédit, le risque de change et le risque de taux d'intérêt. La rubrique *Gestion des risques* présente une analyse de la manière dont OPG gère ces risques et d'autres risques.

Entités à détenteurs de droits variables

OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est la principale bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de 2015 d'OPG pour obtenir de plus amples renseignements.

MODIFICATIONS DE MÉTHODES ET D'ESTIMATIONS COMPTABLES

Durées de vie utile des actifs à long terme

Les hypothèses comptables ayant trait aux dates de fin de vie estimatives pour les actifs à long terme font largement appel au jugement de la direction, y compris la prise en compte de divers facteurs opérationnels, technologiques et autres. Les hypothèses sur la fin de vie des centrales ont également une incidence sur l'évaluation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG et sur d'autres hypothèses comptables connexes. OPG examine régulièrement les hypothèses sur la durée de vie utile de ses centrales.

En décembre 2015, OPG a examiné les hypothèses comptables concernant les durées de vie utile estimatives de ses centrales nucléaires. Avec prise d'effet le 31 décembre 2015 :

- Les durées de vie utile moyennes des centrales Bruce A et Bruce B ont été prolongées, passant de 2048 à 2052 et de 2019 à 2061 respectivement, pour tenir compte des dates de fin de vie estimatives figurant dans la mise à jour de la convention de remise en état conclue entre la SIERE et Bruce Power, qui a été annoncée en décembre 2015.
- La durée de vie utile moyenne de la centrale Darlington a été prolongée d'un an, soit jusqu'en 2052, pour tenir compte de l'approbation du calendrier de remise en état en 2015.
- La durée de vie utile moyenne de la centrale Pickering a été prolongée de moins d'un an, ce qui rend compte de l'assurance technique que chacune des six unités de la centrale sera en activité jusqu'à la fin de 2020.

Pour refléter les changements susmentionnés, OPG a comptabilisé une augmentation totalisant 2 330 millions de dollars dans les passifs nucléaires et une augmentation correspondante dans les coûts de mise hors service d'immobilisations connexes capitalisés dans les immobilisations corporelles, en date du 31 décembre 2015. Ces augmentations sont surtout attribuables aux changements apportés à la durée de vie utile estimative de la centrale Bruce B. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires associées aux centrales Pickering et Darlington ont subi l'incidence des changements apportés aux durées de vie utile des centrales nucléaires Bruce, les coûts des programmes de gestion des déchets pour l'ensemble du parc de centrales étant partagés par toutes les centrales nucléaires d'OPG selon le volume de combustible irradié et le volume de déchets nucléaires. Pour faire suite aux changements de dates de fin de vie des centrales nucléaires Bruce et aux modifications apportées aux contrats de location des centrales Bruce en décembre 2015, la durée du contrat a également été prorogée, à des fins comptables, pour la coordonner aux plans de remise en état de ces centrales.

Les changements susmentionnés apportés aux hypothèses de fin de vie des centrales devraient faire diminuer la dotation aux amortissements totale d'environ 35 millions de dollars, en 2016, et faire augmenter la charge de désactualisation d'environ 75 millions de dollars en 2016. Le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce existant et le nouveau compte de report proposé dans la demande d'OPG déposée en décembre 2015 auprès de la CEO, et mentionnée ci-dessus, devraient largement compenser ces effets. Le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce comprend les écarts entre les revenus et les coûts d'OPG liés aux centrales nucléaires Bruce et les prévisions correspondantes qui sont incluses dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés par la CEO.

En décembre 2015, comme exigé par les décisions et ordonnances antérieures de la CEO, OPG a déposé auprès de la CEO une demande sollicitant une ordonnance comptable créant un nouveau compte de report pour y consigner, à compter du 1er janvier 2016, l'incidence sur les besoins de revenus des centrales nucléaires visées par règlement qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite des changements de dates de fin de vie des centrales nucléaires entrés en vigueur le 31 décembre 2015. En janvier 2016, la CEO a rendu une ordonnance créant provisoirement le compte sollicité afin de permettre de commencer à y consigner des montants dès janvier 2016. La décision finale de la CEO est attendue plus tard en 2016.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations projetées au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2015 était de 4,1 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation de 4,0 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2014.

Le déficit des régimes de retraite agréés a diminué, à des fins comptables, passant de 3 262 millions de dollars au 31 décembre 2014 à 2 315 millions de dollars au 31 décembre 2015, en raison surtout du rendement des actifs de la caisse de retraite en 2015, de la hausse des taux d'actualisation à la fin de l'exercice 2015, des cotisations de l'employeur à la caisse de retraite au cours de l'exercice, le tout en partie contrebalancé par le coût des prestations au titre des services rendus et les intérêts débiteurs pour l'exercice.

L'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a augmenté légèrement, passant de 3143 millions de dollars au 31 décembre 2014 à 3 188 millions de dollars au 31 décembre 2015.

Au 31 décembre 2015, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 3 646 millions de dollars (4 869 millions de dollars en 2014). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2015 et 2014 s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		**Régimes de retraite complémentaires**		**Avantages complémentaires de retraite**	
(en millions de dollars)	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**(809)**	(878)	**-**	-	**-**	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**1 544**	1 568	**30**	32	**293**	288
Perte actuarielle nette amortissable	**2 288**	3 443	**47**	65	**247**	350
Perte actuarielle nette non amortie	**3 023**	4 133	**77**	97	**540**	638
Coûts des services passés non amortis	**-**	-	**-**	-	**6**	1

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés[1]	Régimes de retraite complémentaires[1]	Avantages complémentaires de retraite[1]
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(28)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	28	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(62)	(1)	(13)
Diminution de 0,25 %	65	1	14
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	106	2	1
Diminution de 0,25 %	(99)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	24	3	1
Diminution de 0,25 %	(24)	(2)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	84
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(60)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.
[1] Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report.

Prises de position comptables récentes

Les prises de position comptables récentes en vertu des PCGR des États-Unis sont liées à la comptabilisation des produits et à la comptabilisation des contrats de location comme décrit ci-dessous. D'autres prises de position comptables récentes applicables à OPG sont décrites à la note 3 des états financiers consolidés audités.

Produits tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (« ASU 2014-09 »), qui remplace la quasi-totalité des lignes directrices existantes sur la comptabilisation des produits, notamment les lignes directrices sur la comptabilisation selon les secteurs faisant partie des PCGR des États-Unis. Selon le principe de base énoncé dans l'ASU 2014-09, une entité doit comptabiliser les produits au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a approuvé le report d'un an, soit de 2017 à 2018, de la date d'entrée en vigueur de la nouvelle norme sur la comptabilisation des produits pour les entités publiques qui présentent l'information financière selon les PCGR des États-Unis. La norme devrait donc s'appliquer à OPG pour l'exercice 2018, y compris les périodes intermédiaires. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le FASB a publié une mise à jour comptable de l'ASC Topic 840, *Leases*. La mise à jour apporte de nombreuses modifications à la ligne directrice actuelle sur la comptabilisation des contrats de location, en particulier pour les locataires. La norme devrait entrer en vigueur à compter de l'exercice 2019 pour OPG, y compris les périodes intermédiaires. L'adoption anticipée est permise. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

GESTION DES RISQUES

Aperçu

OPG fait face à divers risques qui pourraient avoir une incidence significative sur ses objectifs stratégiques, opérationnels, financiers et environnementaux ainsi que sur ses objectifs touchant la santé et la sécurité. La gestion des risques a pour but d'identifier et d'atténuer ces risques et de préserver la valeur du placement de l'actionnaire dans la Société.

Structure de gouvernance de la gestion des risques

Au cours du premier trimestre de 2016, le conseil d'administration d'OPG a adopté une nouvelle structure pour ses comités permanents, les faisant passer de six à quatre. Ces changements se sont traduits par la fusion du comité d'audit et des finances et du comité de surveillance des risques pour former le comité d'audit et de gestion des risques du conseil d'administration. Une des fonctions du comité d'audit et de gestion des risques est d'aider le conseil d'administration à s'acquitter de ses responsabilités de surveillance en ce qui concerne l'identification et la gestion des principaux risques pour la Société. Un comité directeur de gestion des risques, composé des chefs des unités fonctionnelles et du responsable de la gestion des risques, aide le comité d'audit et de gestion des risques à s'acquitter de ses responsabilités en matière de gouvernance et de surveillance relatives aux activités de gestion des risques d'OPG.

Activités de gestion des risques

OPG fait face à une grande variété de risques propres à ses activités. Le cadre de gestion des risques de l'entreprise d'OPG est conçu pour cerner et évaluer les risques en tenant compte de leur incidence potentielle sur la capacité de la Société d'atteindre ses objectifs stratégiques et les objectifs de ses plans d'affaires.

Les activités trimestrielles de production d'information sur la gestion des risques sont coordonnées par un groupe centralisé de gestion des risques de l'entreprise, dirigé par le responsable de la gestion des risques. Tout d'abord, les unités fonctionnelles répertorient, passent en revue et évaluent les risques qui pourraient les empêcher d'atteindre les objectifs de leur plan d'affaires. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise passe en revue, valide et consolide cette information et classe les risques en ordre de priorité en fonction de leur incidence possible sur les objectifs commerciaux d'OPG. Le groupe de gestion des risques de l'entreprise évalue aussi les faits nouveaux externes qui pourraient avoir une incidence sur le profil de risque de l'entreprise et facilite l'identification et l'évaluation des risques émergents. Le comité directeur de gestion des risques révise ensuite la liste des risques priorisés afin d'établir les plus importants. Le processus de gestion des risques de l'entreprise d'OPG facilite le suivi des activités de gestion des risques à l'égard des principaux risques identifiés. Cela permet au groupe de gestion des risques de l'entreprise de présenter chaque trimestre les faits nouveaux importants se rapportant à ces risques au comité directeur de gestion des risques et au comité d'audit et de gestion des risques.

La haute direction établit les limites de risque pour les activités de financement, d'approvisionnement et de négociation de la Société. Elle s'assure également que des politiques et processus de gestion des risques efficaces

sont en place pour veiller à la conformité à ces limites afin de maintenir un bon équilibre entre le risque et le rendement.

Aux fins de communication de l'information dans le présent rapport de gestion, certains risques principaux sont présentés dans cinq grandes catégories intitulées comme suit : risques opérationnels, risques financiers, risques liés à la réglementation et à la législation, risques d'entreprise et risques environnementaux. Pour chaque catégorie, les principaux risques sont décrits brièvement ci-après.

Risques opérationnels

Risques liés aux centrales existantes

OPG est exposée à une production variable de ses centrales existantes, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur son rendement financier.

Les risques opérationnels s'entendent des risques qui sont en règle générale inhérents à l'exploitation des installations de production d'électricité. Ils peuvent entraîner l'interruption des activités des centrales ou rendre incertaine la production future. Les risques opérationnels inhérents à une centrale dépendent généralement de l'âge de la centrale et de la technologie utilisée.

Centrales nucléaires

Exploiter un parc de centrales nucléaires désuètes expose OPG à des risques uniques comme des interruptions fortuites de la production, une augmentation des coûts d'exploitation et des risques associés aux activités de gestion des déchets nucléaires.

L'exploitation de centrales nucléaires expose OPG à des risques particuliers comme la détérioration plus importante que prévu des composantes et des systèmes des centrales, aux risques associés au secteur du nucléaire, à la chaîne d'approvisionnement et à la qualité des fournisseurs, aux risques liés à la manipulation, à l'entreposage et à l'évacuation des déchets nucléaires ainsi qu'au risque d'accident nucléaire. Les principales conséquences de ces risques sont une augmentation des exigences en matière de sécurité, un recul possible de la production et des revenus par rapport aux prévisions, et une hausse éventuelle des coûts d'exploitation.

L'incertitude associée à la production des centrales nucléaires CANDU (réacteur canadien à deutérium-uranium) d'OPG découle principalement de l'état des composantes et des systèmes des centrales, qui subissent les effets du vieillissement. Les canaux de combustible sont vraisemblablement la composante à durée limitée qui aura la plus grande incidence sur la fin de vie des centrales. Un autre facteur important relevé à ce jour est la dégradation des moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire à la centrale Darlington. En outre, des enjeux de performance relatifs à la manipulation du combustible ont été relevés aux centrales Darlington et Pickering. Pour contrer ces risques, OPG continue de surveiller la performance, de mettre en œuvre des programmes complets d'inspection et de maintenance, de déterminer les mesures correctives et d'entreprendre les projets nécessaires pour mener ses activités de façon fiable et selon les paramètres de conception.

Il arrive que des composantes des centrales se détériorent de manière inattendue, forçant les exploitants à intensifier la surveillance, à mener d'importants travaux de réparation ou à prendre des mesures correctives exceptionnelles. Le déclassement d'une unité nucléaire pourrait survenir afin de maintenir une marge d'exploitation sûre, ce qui entraînerait une diminution de la production. Lorsque des situations imprévues surgissent, un programme de surveillance précis est établi. La principale incidence de ces situations sur OPG est une augmentation des coûts d'exploitation à long terme. L'atténuation de tels risques pourrait engendrer des travaux supplémentaires pendant les interruptions, ce qui pourrait accroître le nombre d'interruptions ou prolonger la durée des interruptions planifiées.

Le processus de production d'électricité par les centrales nucléaires produit des déchets nucléaires. Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible irradié, des déchets de faible activité et de moyenne activité et du déclassement de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires, y

compris les centrales louées à Bruce Power. Il n'existe actuellement aucune installation autorisée au Canada pour l'élimination permanente du combustible nucléaire irradié ou des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité.

La SGDN a élaboré un processus visant l'adoption de l'approche de gestion adaptative progressive comme solution à long terme pour la gestion des déchets nucléaires du Canada. Entre-temps, OPG stocke et gère le combustible irradié sur les sites de ses centrales nucléaires.

Dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité

OPG, appuyée par les municipalités de Bruce County, propose de construire et d'exploiter un dépôt géologique en profondeur pour répondre au besoin de gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité des centrales nucléaires appartenant à OPG. Bien que ce projet bénéficie d'un large soutien stable au sein des collectivités locales, des blocs de résistance au projet se manifestent dans la région, soit à Sarnia, au Michigan et en Illinois. Une opposition de la part de groupes d'intérêt particuliers à l'aménagement d'un dépôt géologique en profondeur pour l'élimination des déchets de faible activité et de moyenne activité pourrait amener à OPG à y réagir de façon appropriée pour satisfaire les principales parties prenantes.

En mai 2015, la commission d'examen conjoint a soumis son rapport et ses recommandations sur l'EE à la ministre fédérale de l'Environnement. Dans son rapport, la commission a conclu que, compte tenu des mesures d'atténuation prises, il était peu probable que le projet ait une incidence importante sur l'environnement, et a recommandé que la ministre approuve l'EE. En février 2016, la ministre fédérale a demandé d'autres renseignements sur certains aspects de l'EE pour le dépôt en profondeur proposé, y compris de l'information sur d'autres emplacements pour le projet et l'impact environnemental si le dépôt futur de combustible irradié de la SGDN était situé à proximité du dépôt en profondeur proposé. OPG informera l'ACEE d'ici le 18 avril 2016 de la date à laquelle elle compte soumettre l'information demandée.

Des exigences additionnelles de nature réglementaire, politique, juridique ou autres risquent de retarder encore plus l'approbation de l'EE ou la délivrance du permis pour la préparation de l'emplacement et la construction. Les autres facteurs qui pourraient avoir une incidence sur le risque résiduel entourant le projet de dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité comprennent le soutien des Nations Ojibway Saugeen à la construction et l'érosion du soutien politique et social à l'égard du projet.

Prolongation des activités d'exploitation de Pickering jusqu'en 2024

En janvier 2016, la province d'Ontario a annoncé qu'elle approuvait le plan d'OPG de maintenir en activité, de façon sécuritaire et fiable, les unités de la centrale Pickering jusqu'en 2024. Selon le plan d'OPG, les six unités de la centrale Pickering seraient en exploitation jusqu'en 2022, après quoi deux unités fermeraient et les quatre autres continueraient leurs activités jusqu'en 2024.

L'incapacité de prolonger les activités de Pickering comme prévu pourrait entraîner la diminution des revenus de production et des flux de trésorerie futurs d'OPG, devancer la fermeture et augmenter les frais de fermeture et de déclassement de la centrale.

Les facteurs de risque en ce qui a trait au maintien en activité des unités de la centrale Pickering comprennent la découverte de situations imprévues, des pannes d'équipement, l'état de certaines composantes critiques de la centrale qui arrivent en fin de vie et le besoin d'apporter des modifications importantes à la centrale. Afin d'atténuer ces risques, OPG continue d'exercer des activités comme celles qui suivent :

- des activités de gestion du cycle de vie des canaux de combustible;
- des évaluations de l'état des composantes afin de recenser les travaux à effectuer pour soutenir la prolongation des activités de la centrale;
- la modification de la stratégie d'exploitation et de maintenance à l'appui du maintien en activité de la centrale.

Au cours de la durée de vie restante de la centrale, des risques, comme la performance du système de manutention du combustible, des difficultés d'approvisionnement en pièces et une pénurie de main-d'œuvre compétente, pourraient perturber l'excellence opérationnelle à la centrale Pickering. OPG répond à ces risques en adoptant des mesures appropriées, notamment en améliorant la fiabilité de la manipulation du combustible, en modifiant l'équipement et en investissant de façon ciblée dans les systèmes et les composantes de la centrale et dans des initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement, et en élaborant des stratégies de planification de la main-d'œuvre et de recrutement, ce qui a permis à la centrale Pickering d'atteindre le niveau de fiabilité le plus élevé de son histoire en 2015.

Activités de la centrale Darlington

OPG gère les risques liés à l'exploitation de la centrale Darlington en relevant les défis techniques courants liés à la désuétude et au vieillissement des composantes de la centrale, notamment l'équipement destiné à la manipulation du combustible et les canaux de combustibles. Un risque important est aussi associé à la dégradation des moteurs des pompes du circuit caloporteur primaire. La centrale Darlington a déjà remplacé certains moteurs de pompes d'une grande priorité et un programme a été mis en place pour remplacer les derniers moteurs de pompes dégradés.

Centrales hydroélectriques

Les centrales hydroélectriques d'OPG sont exposées aux risques liés aux niveaux d'eau, à l'âge des immobilisations de production et à la sécurité des barrages.

La mesure dans laquelle OPG peut exploiter ses centrales hydroélectriques dépend de la disponibilité de l'eau. D'importantes variations des conditions climatiques, y compris les changements climatiques, pourraient avoir une incidence sur les débits d'eau. OPG gère ce risque au moyen de modèles de prévisions de production, qui tiennent compte de la disponibilité de l'eau, des caractéristiques d'efficience des unités et des plans en cas d'interruptions. Les données sont évaluées par rapport aux modèles, examinées et rajustées sur une base continue. Pour ce qui est de la production hydroélectrique réglementée d'OPG, l'incidence financière des variations de la production hydroélectrique attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues qui sous-tendent les tarifs réglementés de l'hydroélectricité et les conditions hydrologiques réelles est comptabilisée dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques approuvé par la CEO.

L'âge des centrales hydroélectriques d'OPG varie et la majorité de l'équipement de production hydroélectrique a plus de 50 ans. L'âge de l'équipement et des composantes civiles crée des risques pour la fiabilité de certaines centrales hydroélectriques. OPG gère ces risques en effectuant des inspections et des travaux de maintenance des composantes principales ainsi qu'en passant en revue les mesures d'atténuation. En outre, OPG procède régulièrement à des examens techniques poussés et à des évaluations de l'état des centrales. Ces examens et évaluations servent à recenser les travaux qui seront nécessaires au maintien et, le cas échéant, à la mise à niveau des centrales.

Les centrales hydroélectriques exploitent 240 barrages en Ontario où il n'existe à l'heure actuelle aucune législation sur la sécurité des barrages. En août 2011, le ministère des Richesses naturelles (l'actuel MRNF) a publié des directives techniques après une période de consultation publique. Ces directives techniques, qui ne sont pas un règlement, représentent les normes gouvernementales en matière de sécurité des barrages. En général, les pratiques d'OPG en matière de sécurité des barrages et de sécurité publique près des barrages dépassent les exigences minimales prescrites par les directives techniques du MRNF. En outre, à l'heure actuelle, OPG élabore

une nouvelle approche fondée sur la connaissance des risques au nom du MRNF de l'Ontario afin d'établir une priorité des résultats des évaluations de la sécurité des barrages. OPG pourrait éventuellement engager des coûts supplémentaires pour certains barrages qu'elle exploite afin de satisfaire à toute nouvelle exigence.

Centrales thermiques

Pour maintenir la possibilité de convertir les unités de la centrale Lambton à d'autres combustibles, OPG devra engager des coûts d'exploitation additionnels qui pourraient ne pas être recouvrés.

La centrale Lambton a cessé de produire de l'électricité en 2013. OPG a donné aux unités de la centrale Lambton le statut d'unités de réserve afin de se garder la possibilité de les convertir au gaz naturel dans l'avenir, si leur capacité était requise. OPG devra engager des coûts d'exploitation pour maintenir le statut de ces unités de réserve, et aucun mécanisme ne permet à l'heure actuelle de recouvrer ces coûts. En 2015, OPG a décidé de revoir sa décision de conserver la centrale Lambton dans le cadre du prochain processus de Plan énergétique à long terme de l'Ontario.

Toute décision future concernant la conversion des unités de la centrale Lambton à d'autres combustibles devrait dépendre de la conclusion de conventions d'approvisionnement en énergie adéquates ou d'autres contrats générateurs de revenus.

Risques liés aux principaux projets de développement

Les risques associés au coût, à l'échéancier et aux aspects techniques des principaux projets de développement pourraient avoir une incidence négative sur le rendement financier et la réputation d'OPG.

OPG a entrepris plusieurs projets de grande envergure nécessitant des investissements considérables. OPG pourrait subir certaines conséquences si elle se révélait incapable d'obtenir les approbations nécessaires, de mobiliser les capitaux nécessaires, de gérer efficacement ces projets, ou de recouvrer en entier les dépenses en capital et de dégager un rendement financier adéquat en temps opportun. Ces projets peuvent également avoir des répercussions notables sur la capacité d'emprunt et la notation de crédit d'OPG. Certains projets pourraient finir par être réévalués comme étant non viables sur le plan économique. Les principaux projets de développement comprennent la remise en état de la centrale Darlington, la construction de la centrale Peter Sutherland Sr. et d'autres projets hydroélectriques.

Remise en état de la centrale Darlington

En novembre 2015, le conseil d'administration d'OPG a approuvé le budget et le calendrier de remise en état des quatre unités de la centrale Darlington et, en janvier 2016, la Province a annoncé que l'Ontario entreprenait la remise en état de la centrale. La Province a approuvé la remise en état d'une première unité, soit l'unité 2, qui devrait commencer en octobre 2016. OPG est tenue d'obtenir l'approbation de la Province avant de procéder à la remise en état de chacune des autres unités. Un sous-traitant indépendant est chargé de la surveillance de la phase d'exécution du projet, faisant rapport à l'équipe de direction du projet et au conseil d'administration d'OPG. Le ministère de l'Énergie de l'Ontario a retenu les services d'un consultant externe pour surveiller le projet et faire rapport au ministre de l'Énergie.

OPG est responsable de la gestion du projet de remise en état de la centrale Darlington, y compris du budget et du calendrier du projet, et continue de gérer systématiquement tous les risques associés au projet par de solides pratiques de gestion des risques. OPG court un risque financier et un risque de réputation si les coûts réels dépassaient le budget ou si elle ne respectait pas l'échéancier du projet. En outre, si les objectifs de la remise en état n'étaient pas atteints, il pourrait en résulter des interruptions forcées futures et des interruptions planifiées plus complexes, ce qui pourrait avoir une incidence sur le rendement ou la durée de vie utile de la centrale après sa remise en état. Si OPG ne parvenait pas à effectuer la remise en état de la première unité comme prévu, la Province pourrait refuser qu'OPG entreprenne la remise en état des autres unités, ce qui, en plus de la fin des activités

commerciales de la centrale Pickering, pourrait signifier la fermeture de la plupart des centrales nucléaires d'OPG d'ici la fin de 2020.

Afin d'atténuer les risques mentionnés ci-dessus et de tirer parti de son expérience de remise en état d'autres centrales nucléaires et de réalisation de vastes projets complexes, OPG a exécuté une phase de planification détaillée du projet sur cinq ans, de manière à déterminer l'envergure du projet et à estimer les coûts avec rigueur d'après des pratiques exemplaires. La phase de planification a compris la conception détaillée de la remise en état des unités dans le but de définir précisément l'étendue du projet et les besoins en matériaux. D'autres mesures d'atténuation des risques ont été mises en œuvre, dont la construction d'un modèle de réacteur grandeur nature servant à la formation, par la simulation des tâches de remise en état des unités qui seront exécutées pendant la phase d'exécution du projet.

Une grande partie des coûts de remise en état de la centrale Darlington sera à payer à des sous-traitants et des fournisseurs, notamment les fournisseurs de services retenus pour concevoir, fournir et construire les composantes du projet. Il existe un risque qu'à mesure que le volume de travail augmentera de façon importante, des lacunes de performance fournisseurs compromettent les objectifs et les livrables du projet. La stratégie de gestion des risques d'OPG prévoit que les sous-traitants seront responsables de leur prestation et des sorties de projet appropriées. Dans le but de réduire son risque financier global, OPG met en œuvre une stratégie d'attribution de contrats qui prévoit un partage des risques avec les principaux fournisseurs de façon économique, le cas échéant. Par ailleurs, il y a un risque accru qu'un sous-traitant déclenche un événement compromettant la sécurité, ce qui pourrait entacher la réputation d'OPG. Les mesures d'atténuation des risques comprennent une planification concertée de la phase d'exécution, une gestion des risques active, une présence accrue du personnel de supervision sur le terrain et de l'aide aux fournisseurs pour éliminer les obstacles à l'exécution du travail. OPG doit aussi gérer d'autres risques constants, comme le maintien en poste de leaders chevronnés au sein d'OPG et de ses fournisseurs de services, ainsi que l'accès à des ressources techniques pendant la réalisation du projet.

Autres projets de développement

Les projets qui sont à des étapes initiales de développement sont exposés à des retards dans l'avancement des travaux ou à des annulations possibles en raison de retards imprévus dans la réception des permis ou des approbations, ou bien dans la confirmation adéquate du recouvrement des coûts liés au projet grâce à des mécanismes de revenus, qui peuvent inclure diverses parties prenantes externes. OPG s'efforce d'atténuer ces risques en contactant rapidement les organismes gouvernementaux concernés et en entrant régulièrement en communication avec eux, en consultant diligemment les parties prenantes externes et en surveillant continuellement la conformité de l'entrepreneur quant à l'obtention des permis. Les projets en phase d'exécution sont assujettis aux risques inhérents liés au rendement par rapport aux budgets et à l'échéancier approuvés. Les activités d'atténuation des risques comprennent l'exécution de plans techniques poussés avant de procéder à la réalisation, le recours à des fournisseurs qualifiés et expérimentés et une surveillance et un contrôle efficaces de la performance.

Ces projets de développement pourraient aussi faire face à une augmentation des coûts de l'équipement et de la construction, ce qui pourrait compromettre leur viabilité économique. OPG surveille continuellement les tendances des coûts afin de recenser les problèmes nouveaux et de veiller à gérer et à limiter toute hausse des coûts, lorsque cela est possible, par des stratégies appropriées d'attribution de contrats.

Risques financiers

OPG est exposée à un certain nombre de risques individuels liés au marché financier qui pourraient avoir une incidence défavorable sur son rendement financier et son exploitation.

OPG est exposée à un certain nombre de risques financiers, dont bon nombre découlent de l'exposition d'OPG au risque lié à la volatilité des marchés des marchandises et des actions, et aux fluctuations des taux d'intérêt. Cela comprend les obligations et les coûts liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite de la Société qui subissent l'incidence des fluctuations des marchés et des taux d'intérêt. OPG gère ces nombreux risques complexes dans le but de réduire l'incertitude ou d'atténuer leur incidence négative potentielle sur les résultats financiers de la Société.

Marchés des marchandises

Les variations du prix du marché pour les combustibles servant à produire de l'électricité pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et les flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

Afin de gérer le risque de hausses imprévisibles du prix des combustibles, la Société a des programmes de couverture sur combustibles qui comprennent des contrats à prix fixes et à prix indexés.

Les besoins en combustible d'OPG qui font l'objet d'une couverture sont présentés en pourcentage dans le tableau ci-après. Ces chiffres sont fondés sur des prévisions annuelles combinées de production d'électricité et de sources d'approvisionnement et peuvent donc changer lorsque les prévisions sont mises à jour.

	2016	2017	2018
Besoins en combustible estimatifs couverts[1]	75 %	69 %	66 %

[1] Représentent la tranche approximative en mégawattheures de la production prévue et des objectifs de fin d'exercice pour le stock de combustible de tous les types d'installations (nucléaires et thermiques) pour laquelle OPG a conclu des ententes ou a des obligations contractuelles pour garantir le prix du combustible. Les stocks de combustible excédentaires pendant une année donnée sont attribués à l'année suivante afin de mesurer les ratios de couverture.

Marchés des capitaux

La valeur de marché des placements détenus par les Fonds nucléaires et le régime de retraite agréé d'OPG pourrait être nettement touchée par les variations de divers facteurs du marché, comme les cours boursiers, les taux d'intérêt, l'inflation et le prix des marchandises.

Risque de marché des Fonds nucléaires

Les placements détenus dans les Fonds nucléaires sont répartis dans certaines catégories d'actifs, comme titres à revenu fixe, actions canadiennes, actions internationales, fonds groupés, infrastructures, agriculture et immobilier au Canada. Ces fonds sont gérés de façon à atteindre, à long terme, la cible de rendement fondée sur le taux d'actualisation précisé dans l'ONFA pour financer les dépenses liées à la gestion à long terme du combustible irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité après la fermeture d'une centrale, et au déclassement des centrales nucléaires et des installations de gestion des déchets nucléaires d'OPG. Le rendement de ces fonds distincts est tributaire de divers facteurs comme la conjoncture actuelle et future des marchés des capitaux, qui est intrinsèquement incertaine. La composition de l'actif des Fonds est établie conjointement par OPG et la Province conformément à l'ONFA.

En ce qui a trait au Fonds pour combustible irradié, la Province garantit un taux de rendement annuel de 3,25 %, plus la variation de l'IPC de l'Ontario pour la portion du fonds attribuée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié. Ainsi, toute variation de la portion du fonds attribuée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié a une incidence sur le bénéfice d'OPG dès lors que l'IPC de l'Ontario varie. OPG assume le risque de marché lié à l'investissement des fonds réservés dans le Fonds pour combustible irradié pour les grappes additionnelles en excédent de 2,23 millions de grappes.

Le rendement de la portion des Fonds nucléaires attribuée aux centrales nucléaires louées à Bruce Power dépend du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le compte d'écarts atténue partiellement le risque de marché pour les Fonds nucléaires, car il englobe les écarts entre le rendement réel et le rendement prévu des Fonds nucléaires se rapportant aux centrales louées à Bruce Power. Le rendement prévu désigne le rendement approuvé par la CEO dans l'établissement des prix réglementés pour la production nucléaire.

Le risque résiduel d'incidence négative sur les résultats financiers d'OPG continue d'exister en raison de la volatilité du marché des capitaux et des marchés des marchandises qui rejaillit particulièrement sur le rendement des Fonds nucléaires.

Risque à l'égard des obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi

Les obligations liées aux avantages postérieurs à l'emploi d'OPG comprennent les régimes de retraite, l'assurance-vie collective, l'assurance de soins de santé et l'assurance en cas d'invalidité prolongée. Les coûts et obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite et les cotisations d'OPG aux régimes de retraite pourraient être considérablement touchés dans l'avenir par divers facteurs, dont la variation des taux d'actualisation et des taux d'inflation, la modification des autres hypothèses actuarielles, les rendements futurs des placements, les gains et pertes actuariels, la situation de capitalisation des régimes de retraite, la variation des prestations, des changements dans l'environnement réglementaire, y compris des modifications éventuelles à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario), des changements dans les activités d'OPG et l'incertitude de mesure inhérente à l'évaluation actuarielle.

Le régime de retraite agréé d'OPG, qui couvre la plupart de ses employés et de ses retraités, est un régime contributif à prestations déterminées, indexé pour tenir compte de l'inflation. Les cotisations au régime de retraite agréé d'OPG sont calculées au moyen d'évaluations actuarielles, qui sont déposées auprès des organismes de réglementation appropriés au moins tous les trois ans. La dernière évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG pour la période de trois ans allant jusqu'en 2016 a été effectuée en date du 1er janvier 2014. Les évaluations actuarielles futures comportent un risque inhérent que les obligations de capitalisation d'OPG augmentent en raison des conditions du marché et de l'économie. S'il survenait une baisse importante sur les marchés des capitaux, l'évaluation actuarielle pourrait devoir être mise à jour immédiatement afin de rendre compte de la détérioration de la situation de capitalisation. OPG continue d'évaluer les obligations en matière de cotisations au régime de retraite agréé, y compris la date des évaluations actuarielles. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard. Les obligations d'OPG au titre des avantages complémentaires de retraite ne sont pas capitalisées et les prestations sont versées au personnel à même les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Change

Les bénéfices et les flux de trésorerie d'OPG peuvent être touchés par des fluctuations du dollar américain relativement au dollar canadien

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les combustibles et certains services et fournitures achetés pour les centrales et les principaux projets de développement sont surtout libellés en dollars américains ou liés à celui-ci. Pour gérer ce risque, OPG a recours à divers instruments financiers, comme les contrats à terme et les dérivés, en conformité avec les politiques de gestion des risques approuvées. Au 31 décembre 2015, OPG avait des contrats de change à terme en cours d'un notionnel de 3 millions de dollars américains.

Négociation

Les activités de négociation d'OPG peuvent avoir une incidence sur son rendement financier.

Les activités de négociation d'OPG sont étroitement surveillées, et l'évaluation des risques globaux ainsi que les rapports sur ces évaluations sont présentés à la haute direction quotidiennement. La principale mesure utilisée pour évaluer le risque financier lié aux activités de négociation est la valeur à risque (VaR), laquelle est définie comme la perte potentielle maximale probabiliste future d'un portefeuille en termes monétaires, en fonction de conditions de marché normales et pour une période déterminée. Au cours de 2015, l'utilisation de la VaR a fluctué dans une fourchette s'échelonnant de néant à 1,5 million de dollars, comparativement à une fourchette de néant à 4,2 millions de dollars en 2014.

Crédit

La détérioration du crédit des contreparties et la non-rentabilité des fournisseurs et des entrepreneurs pourraient avoir des répercussions négatives sur le bénéfice et le flux de trésorerie d'exploitation d'OPG.

La Société est exposée au risque de crédit par le truchement des ventes d'électricité, des activités de négociation d'électricité, des activités de couverture, des activités de trésorerie, y compris les activités d'investissement, ainsi que des transactions commerciales avec ses divers fournisseurs de biens et de services. Le risque de crédit associé aux ventes d'électricité d'OPG est considéré comme faible, puisque la plus grande partie des ventes sont effectuées sur le marché au comptant géré par la SIERE. La SIERE surveille le degré de solvabilité de tous les intervenants du marché. Conformément aux exigences de soutien prudentielles de la SIERE, les intervenants du marché sont tenus de fournir des garanties pour couvrir les fonds qu'ils peuvent devoir au marché.

Parmi les autres principales composantes du risque de crédit d'OPG, citons celles associées aux fournisseurs de services et de produits liés par contrat. OPG gère le risque lié aux divers fournisseurs ou « risque de contrepartie » en évaluant leur situation financière et en s'assurant que des garanties appropriées ou d'autres formes de sûretés sont fournies à OPG.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'exposition d'OPG au risque de crédit de toutes les contreparties du fait des activités de transaction et de négociation de l'électricité, au 31 décembre 2015 :

			Risque possible pour les contreparties les plus importantes	
Notation de crédit[1]	**Nombre de contreparties**[2]	**Risque possible**[3] *(en millions de dollars)*	**Nombre de contreparties**	**Risque de contrepartie** *(en millions de dollars)*
Qualité supérieure	10	26	5	25
SIERE[4]	1	378	1	378
Total	11	404	6	403

1 Les notations sont le résultat de l'analyse faite par OPG, qui s'appuie sur les analyses disponibles faites par des agences de notation externes, de même que sur le soutien de crédit fourni par l'intermédiaire de garanties de la société mère, de lettres de crédit ou d'autres sûretés fournies.

2 Les contreparties d'OPG sont définies par chaque accord global.

3 Le risque possible est l'appréciation statistique par OPG du risque maximal sur la durée de vie de chaque opération selon un intervalle de confiance de 95 %.

4 Le risque de crédit est une estimation des montants à recevoir pour les ventes d'électricité d'OPG sur le marché de la SIERE. L'estimation exclut tous les éléments faisant partie des contrats conclus avec la SIERE. Le risque de crédit et les montants à recevoir qui y sont associés varient chaque mois en fonction des ventes d'électricité. Le montant mensuel à recevoir de la SIERE est généralement versé à OPG au cours du mois suivant conformément au calendrier des versements de la SIERE.

Liquidités

Une hausse des exigences de liquidités peut avoir des répercussions sur les projets de dépenses en immobilisations d'OPG et sur sa capacité à s'acquitter de ses obligations financières.

OPG exerce ses activités dans un secteur hautement capitalistique. Des ressources financières importantes sont nécessaires au financement des principaux projets de développement et des autres projets d'amélioration des immobilisations, y compris le projet de remise en état de la centrale Darlington. De plus, la Société a d'autres dépenses importantes comme les obligations de capitalisation en vertu de l'ONFA, les cotisations aux régimes de retraite, les paiements des prestations d'avantages complémentaires de retraite et autres avantages du personnel, le remboursement de dettes à l'échéance auprès de la SFIEO, et les investissements dans de nouvelles capacités de production et d'autres possibilités de croissance pour l'entreprise. OPG doit s'assurer d'avoir la capacité financière et un accès suffisant à un financement abordable pour financer ses besoins de capitaux et d'autres décaissements. Pour soutenir cet objectif, OPG utilise plusieurs sources et prévoit la disponibilité des fonds, surveille activement les besoins en financement et met tout en œuvre pour de conserver des notations de crédit de première qualité. La rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* traite plus en détail des liquidités de l'entreprise.

Obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement d'installations et Fonds nucléaires

L'estimation des coûts pour les obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement est fondée sur des hypothèses qui évoluent au fil du temps et qui pourraient se répercuter sur les cotisations futures d'OPG aux Fonds nucléaires visant à couvrir ces obligations.

Comme l'exige la CCSN, OPG est responsable de la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité, et du déclassement de ses centrales nucléaires et de ses installations de gestion des déchets nucléaires, y compris les centrales louées à Bruce Power. En vertu de règles et règlements variés, OPG doit fournir l'estimation des coûts associés à ses obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement, y compris pour mettre à jour les plans de référence en vertu de l'ONFA. Les cotisations d'OPG aux Fonds nucléaires sont établies en fonction des plans de référence approuvés en vertu de l'ONFA, lesquels doivent être mis à jour au moins tous les cinq ans.

Les estimations des coûts des obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement sont fondées sur de nombreuses hypothèses et estimations sous-jacentes qui comportent une incertitude inhérente. Parmi ces hypothèses, citons les dates de fin de vie des centrales, les volumes de déchets, les méthodes d'évacuation des déchets, le calendrier de la construction envisagée d'installations d'évacuation des déchets, les systèmes de conditionnement des déchets, la stratégie de déclassement et les indicateurs financiers. Afin d'atténuer cette incertitude inhérente, OPG procède à un examen exhaustif des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base au moins une fois tous les cinq ans conformément au processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Certaines hypothèses sous-jacentes, comme la fin de vie des centrales, sont examinées chaque année, les changements étant évalués pour en connaître l'incidence sur les passifs. Les changements qui touchent des décisions opérationnelles, comme les décisions de fermeture prématurée d'unités et de remise en état, sont examinés au moment où ils se présentent, et OPG utilise les renseignements existants sur les coûts de base pour évaluer les incidences sur les obligations. Si des changements de situation étaient évalués comme étant importants, une nouvelle évaluation anticipée des coûts de base pourrait être effectuée avant la fin de la période de cinq ans.

OPG est à revoir ses estimations à l'égard des obligations liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement. Une réévaluation complète des hypothèses sous-jacentes et des estimations des coûts de base à l'égard des durées de vie devrait avoir lieu et les résultats devraient être présentés à la Province aux fins de revue et d'approbation en 2016 dans le cadre du processus de mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA. Le plan de référence en vertu de l'ONFA révisé devrait entrer en vigueur le 1er janvier 2017.

Un ajustement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG à l'égard de la gestion des déchets nucléaires et du déclassement, ainsi qu'une augmentation correspondante des coûts capitalisés de mise hors service d'immobilisations ont été comptabilisés le 31 décembre 2015, par suite des modifications apportées aux hypothèses comptables quant aux durées de vie utile des centrales nucléaires Bruce. Les durées de vie utile des centrales ont été prolongées du fait que la Province a donné son aval aux plans de remise en état à l'égard des unités non remises en état et du contrat de remise en état mis à jour conclu entre Bruce Power et la SIERE, comme analysé plus en détail à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*. L'incidence de ce changement sera prise en compte dans le prochain plan de référence en vertu de l'ONFA.

Les modifications des niveaux de cotisation qui reposent sur les plans de référence approuvés en vertu de l'ONFA sont déterminées selon les variations de la valeur des Fonds nucléaires ainsi que d'après les changements survenus dans les obligations connexes liées à la gestion des déchets nucléaires et au déclassement. Une augmentation des obligations qui découlerait notamment d'une augmentation des estimations des coûts de base ou des modifications apportées à la stratégie de déclassement ou d'une diminution de la valeur des fonds nucléaires pourrait accroître les cotisations futures d'OPG requises en vertu de l'ONFA.

Acquisition d'actions auprès d'Hydro One

Dans le cadre des renouvellements de conventions collectives conclus avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society, OPG s'est engagée à acquérir des actions d'Hydro One qu'elle attribuera aux employés admissibles au cours d'une période de 15 ans, ouverte respectivement le 1er avril 2017 et le 1er janvier 2018. Le nombre d'actions à attribuer à chaque employé admissible au cours de la période en question est établi par les modalités des conventions collectives. Un risque financier est associé à ces transactions futures, la valeur des attributions futures étant fonction du cours des actions au moment de l'attribution. OPG évalue actuellement les stratégies d'atténuation de ce risque.

Risques liés à la réglementation et à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur les activités et la situation financière de la Société.

OPG est assujettie à la réglementation de divers organismes comme la CEO et la CCSN. Les risques associés au fait d'être une entité réglementée comprennent l'incapacité possible de récupérer au complet les capitaux investis et les coûts d'exploitation, la baisse des bénéfices et l'augmentation des coûts d'exploitation. Lorsque cela est possible, les incidences défavorables de ces risques sont atténuées en maintenant une communication constante avec les organismes de réglementation afin de relever rapidement les problèmes et d'en discuter.

Réglementation des tarifs

D'importantes incertitudes demeurent quant à l'issue des instances générales et tarifaires qui déterminent les tarifs réglementés pour les activités à tarifs réglementés d'OPG.

Les tarifs de l'électricité produite par les installations visées par règlement d'OPG sont généralement établis par la CEO à l'aide de données prévisionnelles. En 2016, OPG prévoit déposer une demande de tarifs pour 5 ans auprès de la CEO afin d'obtenir de nouveaux tarifs réglementés pour la production de ses installations hydroélectriques et nucléaires réglementées, à compter de 2017. La CEO a déjà exprimé son attente que la détermination de ces tarifs reposerait sur une méthode de tarification fondée sur une réglementation incitative pour les activités hydroélectriques, et sur une approche de tarification au coût du service sur des prévisions de plusieurs années assortie de mécanismes de réglementation incitative pour les activités nucléaires. Il existe un risque que les nouveaux tarifs établis par la CEO selon les méthodes précitées ne permettent pas de recouvrer tous les coûts réels engagés au titre des activités à tarifs réglementés d'OPG ou empêchent les activités à tarifs réglementés de générer un rendement fondé sur les résultats réels. Les objectifs d'OPG à l'égard de ses activités réglementées consistent à

démontrer clairement à la CEO que les coûts qui y sont associés sont engagés de façon prudente et qu'ils devraient être recouvrés en entier, et à dégager un rendement approprié du placement dans les actifs réglementés.

Conformément à la modification apportée en novembre 2015 au *Règlement de l'Ontario 53/05*, OPG compte intégrer une proposition de nivellement des tarifs pour la production nucléaire dans sa demande de tarifs de 2016, afin que les variations annuelles des tarifs réglementés pour cette production soient plus stables pendant la période de remise en état de la centrale Darlington. Le nivellement des tarifs fera en sorte que la rentrée d'une partie des besoins de revenus approuvés sera reportée dans l'avenir. Selon le *Règlement de l'Ontario 53/05*, la partie reportée sera établie par la CEO. Il existe un risque que l'ampleur du report ordonné par la CEO donne lieu à des prix réglementés qui ne fournissent pas des flux de trésorerie suffisants pour que la Société réalise ses objectifs financiers d'une façon optimale, y compris qu'elle garantisse des liquidités suffisantes, un financement économique du projet de remise en état de Darlington et d'autres dépenses, et qu'elle maintienne les notations de crédit de première qualité de la Société.

En septembre 2015, la Cour suprême a maintenu le rejet par la CEO d'une partie des coûts prévus de rémunération relatifs aux centrales nucléaires pour la période 2011-2012, lesquels reposaient sur des conventions collectives déjà négociées. La décision confirme qu'OPG doit continuer à établir le caractère raisonnable tant des coûts engagés que des coûts futurs dans le cadre du processus d'établissement des tarifs, afin d'obtenir l'approbation des tarifs nécessaires à l'exploitation de l'entreprise et aux investissements, et de livrer le rendement attendu à la Province. Pour de plus amples renseignements sur la décision de la Cour suprême, se reporter à la rubrique *Faits nouveaux*.

La CEO mène actuellement une consultation dans les secteurs du gaz et de l'électricité devant mener à l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts. Selon la décision de novembre 2014 de la CEO établissant les tarifs réglementés existants d'OPG, le remplacement possible de la méthode de la comptabilité d'engagement pour le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite serait abordé dans le cadre de la prochaine instance tarifaire une fois que serait connu le résultat de l'instance générale de la CEO sur le traitement réglementaire et le recouvrement des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires. Aussi, selon la décision, le recouvrement futur, le cas échéant, des montants comptabilisés dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, autorisé par cette décision, serait aussi assujetti au résultat de l'instance générale. Par conséquent, le résultat de la consultation en cours pourrait avoir une incidence importante sur la capacité d'OPG de recouvrer le solde dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, ainsi que sur sa capacité de recouvrer entièrement les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dans l'avenir. Le résultat de la consultation en cours et des futures instances de la CEO peuvent avoir des conséquences négatives importantes sur les résultats financiers futurs d'OPG, y compris des ajustements des actifs réglementaires dans le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, et les montants non amortis des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

Risques liés à la législation

OPG est assujettie à un grand nombre de lois et de règlements fédéraux et provinciaux qui ont une incidence sur les activités et la situation financière de la Société.

Les activités de base et la stratégie d'OPG peuvent être touchées par des modifications aux lois provinciales et fédérales. Pour atténuer les risques liés à la législation, OPG continue de surveiller les activités des gouvernements

fédéral et provincial afin de déterminer si les lois futures auront une incidence sur la Société, et d'avoir une intervention active auprès de ceux-ci.

Exigences de la réglementation nucléaire

Un parc de centrales nucléaires désuètes ou une modification des codes techniques, des règlements ou des lois peut augmenter le risque d'ajout d'exigences réglementaires sur la production nucléaire.

L'incertitude associée aux exigences de la réglementation nucléaire est liée surtout au vieillissement des centrales, aux modifications des codes techniques et aux désaccords exprimés par la population au cours des audiences réglementaires, particulièrement en ce qui a trait aux mesures d'urgence. Le fait de satisfaire à ces exigences pourrait contribuer à hausser les coûts d'exploitation et peut, dans certains cas, entraîner une réduction ou l'élimination de la capacité de production d'une centrale ou le remplacement précoce d'une composante. En outre, les activités des centrales nucléaires sont souvent directement influencées par des circonstances ou des événements survenant à d'autres centrales nucléaires ailleurs dans le monde. Ces circonstances ou événements pourraient inciter la CCSN à apporter des changements réglementaires dont les répercussions sur le coût et les activités futures des centrales nucléaires d'OPG pourraient être importantes.

Les unités de la centrale Darlington approchent de leur fin de vie initialement prévue. En décembre 2015, la CCSN a accordé un permis d'exploitation de 10 ans, valide jusqu'au 30 novembre 2025. Le nouveau permis couvre presque toute la durée prévue du projet de remise en état de la centrale Darlington, ce qui donne une plus grande stabilité réglementaire et réduit les risques liés à la réglementation.

En janvier 2014, le gouvernement fédéral a déposé le projet de loi C-22 créant la nouvelle *Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire*. Le projet de loi a reçu la sanction royale en février 2015 et la loi devrait entrer en vigueur à la fin de 2016. La *Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire* fera passer la limite de responsabilité en matière d'accident nucléaire d'OPG de 75 millions de dollars à une somme initiale de 650 millions de dollars, puis, progressivement chaque année suivante, à 750 millions de dollars, à 850 millions de dollars et, enfin, à 1 milliard de dollars. OPG évalue actuellement l'incidence qu'aura l'augmentation de la limite de responsabilité sur les plafonds et les primes d'assurance offertes aux exploitants de centrales nucléaires au Canada.

Risques d'entreprise

Les perspectives commerciales d'OPG pourraient être touchées négativement par de nombreux risques d'entreprise, comme ceux liés à la demande et à l'offre d'électricité, aux ressources humaines, à la santé et la sécurité et à la réputation de l'entreprise. Les principaux risques qui pourraient avoir une incidence éventuelle sur les activités, la réputation, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'OPG sont analysés ci-après.

Marché de l'électricité de l'Ontario

La conjoncture du marché de l'électricité de l'Ontario pourrait influer sur les revenus et les activités d'OPG.

Les revenus d'OPG subissent l'incidence de nombreux facteurs externes, notamment l'arrivée de nouveaux participants sur le marché ontarien, les activités concurrentielles des participants au marché, la demande d'électricité en Ontario, les changements à la réglementation de protection de l'environnement et les tarifs d'électricité de gros dans les marchés interconnectés.

La production de base excédentaire pose problème et continuera de poser problème si l'offre d'électricité est supérieure à la demande. Pour OPG, la production de base excédentaire peut entraîner des déversements d'eau aux centrales hydroélectriques ainsi qu'une réduction de la production des centrales nucléaires et aggraver l'usure de l'équipement des centrales en raison de l'intensification de la répartition. Pour gérer cette situation, la SIERE pourrait forcer OPG à réduire la production hydroélectrique et les déversements d'eau. La réduction de la production nucléaire d'OPG est également envisageable. Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire autorisé par la CEO permet d'atténuer l'incidence financière des déversements d'eau en cas de

production de base excédentaire des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. À l'heure actuelle, la production de base excédentaire ne devrait pas influer sur la production nucléaire d'OPG et il n'existe pas de compte d'écarts de ce genre pour les installations nucléaires.

La structure du marché de l'électricité de l'Ontario est assujettie à la réglementation et aux règles du marché, et des changements apportés à ces derniers pourraient influer sur les revenus d'OPG. La Province, la SIERE, la CEO ou une autre entité ou un autre organisme de réglementation peut modifier la réglementation et les règles, ou en instituer de nouvelles, ce qui pourrait avoir une incidence sur la capacité d'OPG de dégager des revenus ou de récupérer les coûts appropriés et d'obtenir un rendement sur les actifs.

Gens et culture

La situation financière d'OPG pourrait subir l'incidence d'une pénurie de ressources humaines compétentes ou ayant les compétences adéquates pour ses besoins opérationnels.

La formation de nouveaux leaders et le maintien de personnel dans les postes essentiels à l'échelle d'OPG sont des facteurs déterminants du succès de cette dernière. Le transfert efficace des connaissances de ceux qui occupent les postes essentiels à l'échelle de l'organisation aux futurs leaders contribue également au succès d'OPG. OPG continue d'être exposée au risque associé à la présence ou disponibilité de ressources compétentes et expérimentées dans des secteurs spécifiques, y compris pour les postes de leadership et de gestion de projets. Afin d'atténuer ce risque, OPG maintient l'importance des programmes de planification de la relève, de développement du leadership et de conservation du savoir afin d'améliorer les compétences de sa main-d'œuvre. Il existe aussi un risque continu de déséquilibre entre les niveaux d'attrition des employés et les niveaux de ressources nécessaires pour satisfaire aux besoins commerciaux futurs d'OPG.

La production d'électricité repose sur des technologies complexes faisant appel à des travailleurs compétents et bien formés. De nombreuses fonctions à OPG ne peuvent être exercées que par des personnes ayant un niveau d'études élevé et sont assorties d'exigences rigoureuses de formation continue et de requalification périodique, ce qui exige une perspective à long terme de la planification de la main-d'œuvre.

Afin d'atténuer les risques susmentionnés, OPG a entrepris une initiative globale de planification et de ressourcement de la main-d'œuvre et a établi des processus de surveillance continue afin de réévaluer les risques, les difficultés et les besoins de recrutement de façon régulière. OPG prévoit subvenir à ses besoins en matière de ressources humaines en perfectionnant ses employés actuels et en embauchant dans des secteurs précis, tout en continuant à tirer parti de l'attrition par un réaménagement du travail et une simplification des processus, le cas échéant.

En date du 31 décembre 2015, environ 90 % de la main-d'œuvre permanente d'OPG était représentée par un syndicat. Au cours de 2015, OPG a conclu des ententes de renouvellement de convention collective avec le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et The Society d'une durée de trois ans, venant à échéance respectivement le 31 mars 2018 et le 31 décembre 2018. En outre, 13 des 19 conventions collectives avec les syndicats de métiers ayant des droits de négociation établis sur les installations d'OPG sont venues à échéance le 30 avril 2015. Des conventions d'une durée de 5 ans ont été conclues avec tous les syndicats. Par conséquent, OPG considère que la probabilité d'une interruption de travail dans un avenir rapproché est considérablement réduite.

Santé et sécurité

Les activités d'OPG comportent divers risques inhérents de sécurité au travail.

Les activités d'OPG comportent divers risques inhérents de sécurité au travail qui pourraient nuire à l'atteinte des objectifs de la Société touchant la santé et la sécurité. OPG est résolue à s'améliorer continuellement et à atteindre son objectif ultime de zéro blessure en appliquant un système officiel de gestion de la sécurité à l'échelle de la Société, intégré dans chacun des sites d'exploitation et en continuant de favoriser une solide culture en matière de santé et de sécurité parmi les employés et les entrepreneurs. Le système de gestion de la sécurité permet à la

Société de gérer de manière proactive les risques liés à la sécurité et l'exposition des employés et des entrepreneurs aux risques.

Réputation de l'entreprise

OPG est exposée au risque de réputation associé aux changements d'opinion des diverses parties prenantes à l'égard de son profil public.

À titre de fournisseur exclusif d'une partie importante de l'électricité de l'Ontario, il est essentiel à la réussite d'OPG de maintenir une réputation sans tache et de conserver la confiance du public. OPG s'efforce d'établir et de maintenir sa réputation au moyen de différentes pratiques exemplaires, y compris des pratiques de gouvernance appropriées et transparentes, la communication efficace et ouverte avec les parties prenantes, le soutien à la collectivité, ainsi que d'autres programmes d'engagement social à l'échelle de la province. Diverses campagnes médiatiques servent aussi à asseoir la réputation d'OPG, en soulignant la contribution d'OPG à titre de producteur d'énergie propre qui est engagé envers la sécurité et les partenariats avec les collectivités. En outre, OPG met sur pied des programmes d'amélioration continue de diverses activités d'assurance et de gestion des risques. Des plans de gestion et d'intervention en cas de problème sont élaborés afin de traiter les éléments précis liés à la réputation à mesure qu'ils se présentent.

Propriété provinciale

L'engagement d'OPG à maximiser le rendement de l'investissement de l'actionnaire dans la Société pourrait faire concurrence à l'obligation de l'actionnaire de réagir sur une grande diversité de questions en sa qualité de gouvernement de l'Ontario.

La Province détient la totalité des actions ordinaires émises et en circulation d'OPG. Par conséquent, la Province détermine la composition du conseil d'administration d'OPG et exerce une influence directe sur les décisions importantes, y compris celles qui se rapportent au développement des projets, au calendrier et à la stratégie à l'égard des demandes de tarifs réglementés, au dessaisissement d'actifs, au financement et à la structure du capital. OPG pourrait recevoir de son actionnaire des directives la forçant à entreprendre des activités qui entraînent une augmentation des dépenses, ou qui réduisent les revenus ou les flux de trésorerie par rapport aux activités ou aux stratégies qui auraient autrement été entreprises. De plus, les intérêts commerciaux d'OPG et les intérêts généraux de la Province pourraient entrer en conflit étant donné l'obligation de la Province de réagir sur une foule de questions influant sur l'environnement commercial d'OPG.

Technologies de l'information

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend notamment de la gestion efficace de ses besoins en matière de systèmes de technologie de l'information (« TI »). Des pannes des systèmes de TI pourraient avoir une incidence négative sur OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de l'infrastructure complexe des systèmes de TI que la Société doit mettre au point ou sous-traiter et gérer. Si OPG n'était pas en mesure de combler ses besoins en matière de TI, de gérer efficacement les menaces de cyberattaques ou les changements et les conversions de systèmes, des pannes de systèmes pourraient survenir, ou encore la Société pourrait être incapable de faire en sorte que ses systèmes de TI conviennent à ses besoins d'entreprise. De plus, OPG pourrait être exposée à des risques d'exploitation et à des atteintes à sa réputation ou à des pertes financières en cas d'atteinte à la sécurité informatique. Pour atténuer ces risques, OPG surveille de près ses systèmes informatiques ainsi que les changements à son contexte opérationnel, en plus de mettre en place de façon proactive les mesures de sécurité appropriées pour contrer les risques liés aux TI. En particulier, OPG s'est engagée à exploiter ses systèmes de contrôle industriels et de technologie de l'information d'une façon sécuritaire, attentive et résistante, qui minimise les cyberrisques auxquels sont exposées les ressources de données et les centrales de la Société. En 2015, un

programme d'amélioration de la cybersécurité en divers points a été perfectionné afin de continuer à accroître les défenses contre les nouvelles menaces et de demeurer conforme aux exigences légales et réglementaires.

Fournisseurs

Si les fournisseurs stratégiques manquaient à leurs engagements ou s'il était impossible de diversifier la liste de fournisseurs, cela pourrait nuire au rendement opérationnel et aux projets, aux résultats financiers et à la réputation d'OPG.

La capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace dépend en partie de son accès à des fournisseurs d'équipement, de matériel et de services. La perte de fournisseurs clés d'équipement, de matériel et de services, particulièrement pour le secteur de la production nucléaire, pourrait avoir une incidence sur la capacité d'OPG de mener ses activités de manière efficace ou de réaliser de grands projets de développement ou d'autres programmes d'investissement. OPG atténue ce risque dans la mesure du possible par la négociation efficace de contrats et par le recours à de solides modalités, ainsi que par une surveillance et une diversification de ses fournisseurs.

Poursuite des activités et gestion des situations d'urgence

Les catastrophes naturelles, les aléas technologiques ou les accidents d'origine humaine peuvent avoir une incidence sur la poursuite des activités d'OPG.

OPG est exposée à des incidents possibles ou réels ou à des événements comme des catastrophes naturelles, des aléas technologiques ou des accidents d'origine humaine; à des événements importants pour lesquels elle n'est pas pleinement assurée ou ne serait pas indemnisée; ou à une partie qui pourrait ne pas respecter ses obligations en matière d'indemnisation.

Le programme de continuité des activités d'OPG fournit un cadre qui rend les processus opérationnels essentiels résilients, notamment en facilitant l'élaboration de plans d'intervention en cas de risque et d'exercices de continuité des activités. Le programme de gestion des situations d'urgence d'OPG veille à ce que la Société gère les situations d'urgence efficacement en temps opportun. Le programme d'OPG et les procédures permettent de mettre en œuvre immédiatement les mesures nécessaires pour protéger la santé et la sécurité des employés et du public et contenir l'incidence de l'événement sur la sécurité du site, la capacité de production et l'environnement. Les éléments du programme sont conçus pour répondre aux exigences légales et réglementaires.

Collectivités des Premières Nations et des Métis

OPG est exposée aux risques sous-tendant ses relations avec les Premières Nations et les Métis. La qualité des relations avec ces collectivités et l'issue des négociations avec elles peuvent avoir une incidence sur les projets et le rendement financier, de même que sur sa réputation.

OPG peut faire l'objet de plaintes des collectivités des Premières Nations et des Métis. Ces plaintes peuvent découler des projets et des aménagements d'installations de production liés à l'exploitation actuelle d'OPG, à l'exploitation passée du prédécesseur d'OPG, soit Ontario Hydro, pouvant avoir eu une incidence sur les titres et les droits des Premières Nations ou des Métis.

OPG a une politique sur les relations avec les Premières Nations et les Métis qui définit l'engagement de la Société de nouer et d'entretenir des relations positives avec ces collectivités. OPG a réussi à résoudre un certain nombre des griefs déposés par les Premières Nations. Cependant, l'issue des négociations en cours et de toute négociation future dépend d'un certain nombre de facteurs, y compris les lois et règlements, et les précédents créés par les décisions des tribunaux, qui peuvent changer au fil du temps. OPG poursuit également le développement d'installations de production en partenariat avec des Premières Nations et des collectivités de Métis dans le cadre d'ententes commerciales à long terme mutuellement avantageuses.

Risques environnementaux

OPG peut faire l'objet à d'ordonnances ou d'accusations si elle ne se conforme pas aux lois environnementales applicables. Des changements dans les exigences des règlements sur l'environnement peuvent mener à la non-conformité de certaines activités existantes, à l'incapacité possible de se conformer, à des coûts et à des responsabilités éventuelles pour OPG.

Des modifications apportées aux lois environnementales pourraient créer des risques de conformité et donner lieu à des responsabilités éventuelles qui pourraient nécessiter l'installation de technologies de contrôle, le développement de nouveaux processus, l'achat de quotas ou de crédits compensatoires, ou la réduction de la production d'électricité. Le fait d'enfreindre les lois environnementales applicables pourrait donner lieu à des mesures coercitives, y compris des ordonnances ou des accusations. En outre, certaines des activités d'OPG peuvent nuire à l'habitat naturel, mettre en péril la faune et la flore aquatiques et terrestres, ou contaminer les sols et l'eau, ce qui nécessiterait la prise de mesures de décontamination. Il y a également un risque qu'OPG doive engager des coûts afin de répondre aux exigences du programme de conservation du patrimoine aux termes de la *Loi sur le patrimoine de l'Ontario*.

Parmi les changements réglementaires éventuels qui sont gérés comme des risques par la Société, mentionnons les contraintes liées à la production d'électricité et les exigences concernant la gestion des débits d'eau pour protéger le poisson et son habitat, les exigences élargies sur les passages à poisson et les normes visant à diminuer la concentration de tritium dans la nappe phréatique et l'eau potable. Ces changements pourraient avoir une incidence sur les activités des centrales et accroître les coûts. OPG continue de surveiller et de contrer les risques associés aux changements éventuels aux lois et règlements sur l'environnement. Aucune modification importante n'a été apportée à la législation environnementale applicable à OPG en 2015.

OPG reconnaît que des efforts doivent être déployés pour faire face aux effets des changements climatiques et considère que l'adaptation à ces changements est un enjeu stratégique pour la Société. OPG suit le développement de la science du climat, les activités d'adaptation et les changements éventuels de politiques et d'exigences réglementaires. OPG continue de collaborer avec les parties prenantes pour mieux définir les besoins d'adaptation au moyen d'analyses et comprendre les répercussions des changements climatiques sur les bassins hydrologiques et sur l'offre et la demande d'électricité. Une fois les besoins d'adaptation mieux connus, une analyse fondée sur les risques aidera OPG à déterminer l'ampleur des efforts qu'elle devra consacrer à la réduction de l'impact des changements climatiques sur ses activités.

Au deuxième trimestre de 2015, la Province a annoncé son intention de mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits visant à réduire les émissions de GES. Le règlement d'application de la loi devrait être promulgué en 2016 et le programme devrait être mis en œuvre en 2017. Ce programme ne devrait pas avoir d'incidence économique défavorable importante sur OPG puisque le parc de centrales de la Société émet peu de GES.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province et d'autres entités sous contrôle de la Province, y compris Hydro One, la SIERE, la SFIEO et les entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos se présentent comme suit :

	2015		2014	
(en millions de dollars)	**Revenus**	**Charges**	**Revenus**	**Charges**
Hydro One				
Ventes d'électricité	**12**	**-**	23	-
Services	**1**	**6**	1	13
Province d'Ontario				
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	**-**	**185**	-	476
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**-**	**274**	-	439
Frais sur les revenus bruts	**-**	**121**	-	123
Commission de garantie de l'ONFA	**-**	**8**	-	8
Commission de garantie au titre des prestations de retraite	**-**	**-**	-	2
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts	**-**	**207**	-	209
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	**-**	**177**	-	187
Impôts sur les bénéfices déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	**-**	**80**	-	136
Entente de soutien d'urgence	**8**	**-**	83	-
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	**4 903**	**65**	4 305	75
	4,924	**1 123**	4 412	1 668

Les soldes à recevoir et à payer aux 31 décembre entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	**1**	1
SIERE	**531**	468
SFIEO	**9**	10
PEC	**3**	3
Province d'Ontario	**1**	-
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	**1**	8
SFIEO	**51**	63
Province d'Ontario	**20**	3
SIERE	**18**	-

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») et du contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF »). Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le CIIF est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

En date du 1er janvier 2015, OPG a terminé la mise en œuvre du Projet de regroupement des systèmes d'entreprise (« PRSE »), qui regroupe les systèmes de l'entreprise qui prennent en charge les activités des centrales, les achats, les paiements et la saisie des heures de travail dans l'optique d'une utilisation facile, d'une efficience accrue et de processus opérationnels simplifiés à l'échelle de l'organisation. Les modifications apportées au CIIF d'OPG découlant de la mise en œuvre du PRSE ont été consignées et prises en compte dans l'évaluation de l'efficacité de la conception du CIIF en date du 31 décembre 2015. Aucune autre modification n'a été apportée au CIIF d'OPG au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015 qui a eu une incidence importante ou aurait vraisemblablement eu une incidence importante sur le CIIF d'OPG.

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances intérimaire, a conclu que les CPCI et le CIIF d'OPG (comme ils sont définis dans le *Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs)* étaient efficaces en date du 31 décembre 2015.

QUATRIÈME TRIMESTRE

Analyse des résultats d'exploitation

(en millions de dollars) (non audité)	Trimestres clos les 31 décembre 2015	2014
Revenus	**1 312**	1 318
Charges liées au combustible	**175**	177
Marge brute	**1 137**	1 141
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**788**	684
Amortissement	**354**	208
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**223**	211
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(169)**	(176)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara	**-**	77
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(9)**	(9)
Impôts fonciers	**11**	10
Restructuration	**5**	3
(Perte) bénéfice avant autres pertes (revenus), intérêts, impôts sur les bénéfices	**(66)**	133
Autres pertes (revenus)	**12**	(5)
(Perte) bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices	**(78)**	138
Intérêts débiteurs, montant net	**44**	42
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	**(122)**	96
(Recouvrement) charge d'impôts	**(22)**	6
Bénéfice net (perte nette)	**(100)**	90
Bénéfice net (perte nette) attribuable à l'actionnaire	**(101)**	86
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	**1**	4

La perte nette attribuable à l'actionnaire s'est établie à 101 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2015, contre un bénéfice net de 86 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2014.

La perte avant intérêts et impôts sur les bénéfices s'est élevée à 78 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2015, en baisse de 216 millions de dollars par rapport au bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices de 138 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2014. L'information qui suit résume les principaux facteurs qui ont entraîné l'écart :

Principaux facteurs qui ont entraîné la diminution du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- Un nombre accru de jours d'interruption a diminué la production nucléaire de 3,9 TWh au quatrième trimestre de 2015 par rapport à la période correspondante de 2014, en partie en raison de l'arrêt du bâtiment sous vide servant les quatre unités de la centrale Darlington, qui s'est terminé le 30 octobre 2015. La diminution de la production nucléaire a réduit la marge brute d'environ 215 millions de dollars.
- La hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration de 97 millions de dollars dans le secteur Production nucléaire réglementée, principalement en raison de l'augmentation des activités d'interruption en 2015, y compris l'arrêt du bâtiment sous vide de la centrale Darlington.

Principaux facteurs qui ont entraîné l'augmentation du bénéfice avant intérêts et impôts sur les bénéfices :

- La radiation de 77 millions de dollars comptabilisée au quatrième trimestre de 2014 par suite du rejet par la CEO de certains soldes réglementaires se rapportant au projet du tunnel de Niagara.
- L'augmentation des revenus d'environ 44 millions de dollars dans les secteurs Production nucléaire réglementée et Production hydroélectrique réglementée, en raison de la hausse des prix de vente moyens attribuable aux nouveaux prix de base réglementés autorisée par la CEO en date du 1er novembre 2014.

La diminution de la charge d'impôts au quatrième trimestre de 2015, en regard du trimestre correspondant de 2014, s'explique principalement par une diminution du bénéfice avant impôts sur les bénéfices en 2015.

Prix de vente moyens

Le prix de vente moyen du secteur Production nucléaire réglementée pour le quatrième trimestre de 2015 s'est élevé à 7,0 ¢/kWh, par rapport à 6,0 ¢/kWh pour le trimestre correspondant de 2014. Le prix de vente moyen du secteur Production hydroélectrique réglementée au quatrième trimestre de 2015 a atteint 4,8 ¢/kWh, en comparaison de 3,9 ¢/kWh pour le trimestre correspondant de 2014. L'augmentation du prix de vente moyen pour les secteurs réglementés d'OPG au quatrième trimestre de 2015 est attribuable à l'augmentation des prix de base réglementés à compter du 1er novembre 2014 et des nouveaux avenants tarifaires autorisés par la CEO en 2015 aux fins de recouvrement des soldes dans les comptes d'écarts et de report. La hausse des revenus associée aux nouveaux avenants tarifaires au trimestre clos le 31 décembre 2015 a été en grande partie neutralisée par une hausse correspondante de l'amortissement lié aux soldes réglementaires.

Production d'électricité

La production d'électricité d'OPG pour les trimestres clos les 31 décembre 2015 et 2014 s'est établie comme suit :

(TWh)	Trimestres clos les 31 décembre 2015	2014
Production nucléaire réglementée	**8,8**	12,7
Production hydroélectrique réglementée		
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs avant 2014	**4,8**	4,6
Centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014	**2,5**	3,0
Portefeuille de production liée par contrat[1]	**0,7**	0,6
Total de la production d'électricité d'OPG	**16,8**	20,9
Total de la production d'électricité par les autres producteurs d'électricité de l'Ontario[2]	**19,6**	18,5

[1] Comprend la quote-part revenant à OPG du volume de production attribuable à ses participations de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach.

[2] La production autre que d'OPG est calculée comme la demande d'électricité en Ontario plus les exportations nettes publiées par la SIERE, moins la production d'électricité d'OPG.

La diminution de 4,1 TWh de la production d'électricité d'OPG au quatrième trimestre de 2015, par rapport au quatrième trimestre de 2014, est essentiellement due à la baisse de la production d'électricité du secteur Production nucléaire réglementée attribuable surtout à la hausse du nombre de jours d'interruption à la centrale Darlington, y compris l'arrêt du bâtiment sous vide. La diminution de la production est également attribuable à la baisse de la production des centrales hydroélectriques d'OPG visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014, causée surtout par une baisse des débits d'eau dans l'est de l'Ontario.

La demande d'électricité en Ontario comme présentée par la SIERE a été de 32,7 TWh au quatrième trimestre de 2015, contre 34,5 TWh au quatrième trimestre de 2014.

Situation de trésorerie et sources de financement

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 ont atteint 111 millions de dollars, comparativement à 440 millions de dollars pour la période correspondante de 2014. La diminution des flux de trésorerie est attribuable principalement à la baisse des revenus de production et à la hausse des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au quatrième trimestre de 2015.

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 ont atteint 571 millions de dollars, comparativement à 463 millions de dollars pour la période correspondante de 2014. L'augmentation s'explique principalement par le placement dans un billet de dépôt structuré du produit tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme qui a été réalisée en 2015 pour financer le projet de la centrale Peter Sutherland Sr. L'augmentation a en partie été compensée par une diminution des dépenses pour le projet de la rivière Lower Mattagami, les nouvelles unités ayant été mises en service vers la fin de 2014.

Les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 ont atteint 356 millions de dollars, alors que des flux de trésorerie de 4 millions de dollars avaient été affectés aux activités de financement pour le trimestre clos le 31 décembre 2014. L'augmentation des flux de trésorerie provenant des activités de financement s'explique par l'émission de titres d'emprunt à long terme en 2015 qui a été réalisée pour financer le projet de la centrale Peter Sutherland Sr. et par l'émission nette de billets à court terme en vertu du programme de papier de LME.

FAITS SAILLANTS FINANCIERS TRIMESTRIELS

Les tableaux qui suivent présentent les principales informations financières annuelles pour les trois derniers exercices et les informations financières pour chacun des huit derniers trimestres. Ces informations sont tirées des états financiers consolidés intermédiaires non audités et des états financiers consolidés audités d'OPG et ont été préparées selon les PCGR des États-Unis.

Informations financières annuelles

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2013
Revenus	5 476	4 963	4 863
Bénéfice net avant élément extraordinaire attribuable à l'actionnaire	402	561	135
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	402	804	135
Bénéfice net par action ordinaire avant élément extraordinaire (en dollars)	1,57 $	2,19 $	0,53 $
Bénéfice net par action ordinaire (en dollars)	1,57 $	3,14 $	0,53 $
Total de l'actif	44 302	41 645	38 091
Total du passif à long terme	32 427	30 483	28 652
Actions ordinaires en circulation (en millions)	256,3	256,3	256,3

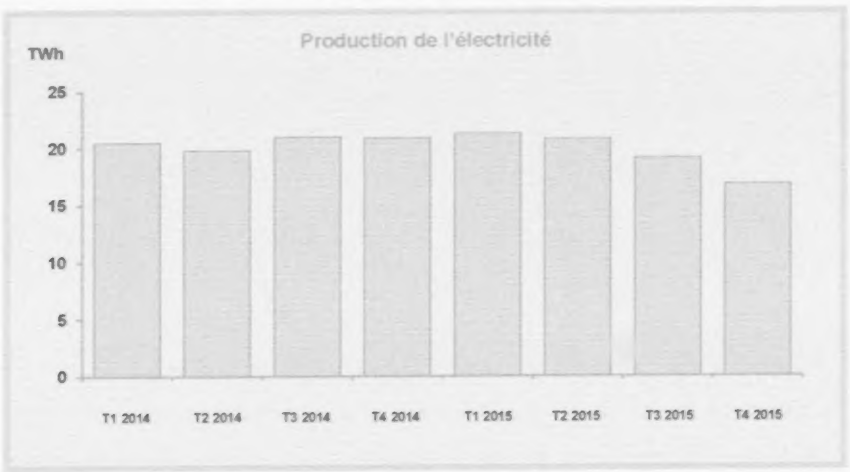
Informations financières trimestrielles

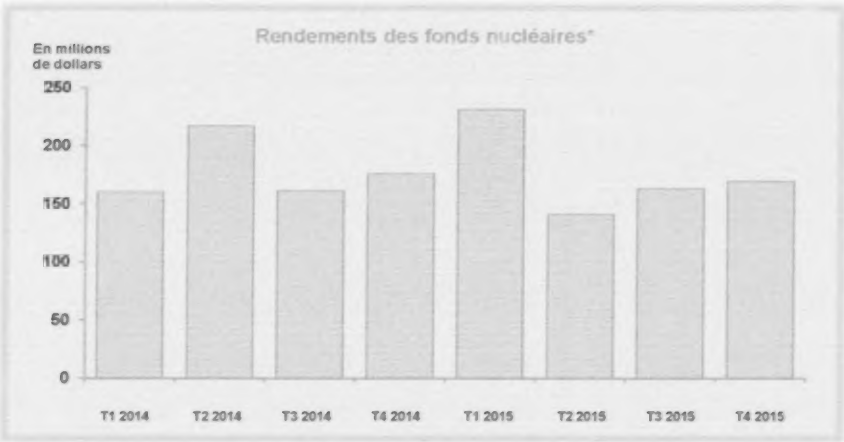
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos en 2015				
(non audité)	31 décembre	30 septembre	30 juin	31 mars	Total
Revenus	1 312	1 426	1 383	1 355	5 476
(Perte nette) bénéfice net attribuable à l'actionnaire	(101)	80	189	234	402
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	1	5	4	5	15
(Perte nette) bénéfice net	(100)	85	193	239	417
Par action ordinaire, attribuable à l'actionnaire *(en dollars)*	(0,39) $	0,31 $	0,74 $	0,91 $	1,57 $

(en millions de dollars, sauf indication contraire) (non audité)	Trimestres clos en 2014				
	31 décembre	**30 septembre**	**30 juin**	**31 mars**	**Total**
Revenus	1 318	1 160	1 098	1 387	4 963
Bénéfice avant élément extraordinaire attribuable à l'actionnaire	86	118	115	242	561
Bénéfice avant élément extraordinaire attribuable à la participation sans contrôle	4	1	1	1	7
Bénéfice avant élément extraordinaire	90	119	116	243	568
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	86	361	115	242	804
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	4	1	1	1	7
Bénéfice net	90	362	116	243	811
Par action ordinaire, attribuable à l'actionnaire *(en dollars)*					
Bénéfice avant élément extraordinaire	0,34 $	0,46 $	0,45 $	0,94 $	2,19 $
Bénéfice net	0,34 $	1,41 $	0,45 $	0,94 $	3,14 $

Tendances

Les résultats trimestriels d'OPG sont touchés par les variations de la demande d'électricité alimentée par le réseau qui résultent surtout des fluctuations saisonnières des conditions climatiques, de l'évolution des conditions économiques, de l'incidence des petits producteurs intégrés dans les réseaux de distribution et des répercussions des efforts de la province en matière de conservation. Par le passé, les revenus d'OPG ont généralement été plus élevés au premier trimestre en raison des besoins de chauffage et au troisième trimestre en raison des besoins de climatisation. Les résultats financiers d'OPG sont également touchés par les rendements des Fonds nucléaires.





*déduction faite du compte d'écarts réglementaires

Les autres éléments qui ont eu une incidence sur le bénéfice net (la perte nette) de certains des trimestres présentés ci-dessus sont décrits ci-après :

- Augmentation des revenus au cours de chaque trimestre de 2015, en regard des trimestres correspondants de 2014, qui a donné lieu à une hausse des prix de vente moyens du fait des nouveaux tarifs de base réglementés autorisés par la CEO à compter du 1er novembre 2014 pour toutes les centrales réglementées d'OPG. L'augmentation a été en partie neutralisée par une hausse des dépenses en 2015 découlant d'une baisse des reports dans les comptes réglementaires, par rapport à 2014, des coûts qui n'étaient pas reflétés dans les tarifs réglementés en vigueur avant novembre 2014.
- Augmentation du rendement du Portefeuille de production liée par contrat au cours de chaque trimestre de 2015, en regard des trimestres correspondants de 2014, surtout en raison des nouvelles unités des centrales du projet de la rivière Lower Mattagami qui ont été en service tout au long de 2014, et de la conversion aux biocombustibles des unités des centrales Atikokan et Thunder Bay.
- Augmentation des revenus au premier trimestre de 2014 par rapport au premier trimestre de 2015, principalement du fait d'une hausse des tarifs du marché au comptant de l'électricité pour la production des 48 centrales hydroélectriques visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014 et de la hausse des revenus de négociation pour l'électricité vendue aux marchés de l'énergie avoisinants, ces deux hausses ayant découlé d'un hiver anormalement froid.

De plus amples renseignements sur OPG, y compris ses états financiers consolidés audités et les notes y afférentes, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

AUTRES MESURES FINANCIÈRES NON CONFORMES AUX PCGR

Outre le bénéfice net et les autres informations financières conformes aux PCGR des États-Unis, certaines mesures financières non conformes aux PCGR sont également présentées dans le rapport de gestion et les états financiers consolidés audités d'OPG. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas de signification normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et ne sont donc sans doute pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs. OPG utilise ces mesures pour la prise de décisions d'exploitation et l'évaluation du rendement. Les lecteurs du rapport de gestion pourraient utiliser ces mesures pour évaluer le rendement financier des activités courantes de la Société. OPG est d'avis que ces indicateurs sont importants étant donné qu'ils fournissent d'autres renseignements sur son rendement, facilitent la comparaison de résultats de différentes périodes et présentent des mesures conformes à sa stratégie qui consiste à procurer de la valeur à l'actionnaire et à assurer l'accès à un financement économique. Ces mesures financières non conformes aux PCGR n'ont pas été présentées à titre de substitut du bénéfice net ou des autres mesures conformes aux PCGR des États-Unis, mais plutôt comme indicateurs du rendement d'exploitation.

La définition des mesures financières non conformes aux PCGR se présente comme suit :

1) Le **RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu** correspond au bénéfice net attribuable à l'actionnaire divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour la période. Le RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu est mesuré sur une période de 12 mois et calculé comme suit pour les périodes closes les 31 décembre :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2015**	**2014**
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**402**	804
Divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu	**10 023**	9 420
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu *(en pourcentage)*	**4,0**	8,5

Le RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu est présenté ci-dessous pour les périodes closes les 31 décembre, à l'exclusion de l'incidence du gain extraordinaire de 243 millions de dollars constaté en 2014 relativement aux 48 centrales hydroélectriques qui sont visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2015**	**2014**
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, à l'exclusion du gain extraordinaire		
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**402**	804
Moins : Gain extraordinaire	**-**	243
Bénéfice net, à l'exclusion du gain extraordinaire, attribuable à l'actionnaire	**402**	561
Divisé par les capitaux propres moyens attribuables à l'actionnaire, compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu et du gain extraordinaire	**9 780**	9 299
RCP compte non tenu du cumul des autres éléments du résultat étendu, à l'exclusion du gain extraordinaire *(en pourcentage)*	**4,1**	6,0

2) La **couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation** correspond aux flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts, divisés par les intérêts débiteurs ajustés. Il s'agit des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ajustés pour tenir compte des intérêts payés, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels et des variations des soldes du fonds de roulement hors caisse pour la période. Les intérêts débiteurs ajustés sont calculés comme étant les intérêts débiteurs, montant net, majorés des intérêts créditeurs, des intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels, des intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires et des intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite, moins le rendement prévu des actifs des régimes pour la période.

La **couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation** est mesurée sur une période de 12 mois et calculée pour les périodes closes, comme suit :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2015**	**2014**
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts		
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**1 465**	1 433
Ajouter : intérêts payés	**269**	273
Déduire : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**(102)**	(135)
Ajouter : variation des soldes du fonds de roulement hors caisse	**100**	(212)
Flux de trésorerie d'exploitation avant intérêts	**1 732**	1 359
Intérêts débiteurs ajustés		
Intérêts débiteurs, montant net	**180**	80
Ajouter : intérêts créditeurs	**9**	10
Ajouter : intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**102**	135
Ajouter : intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires	**2**	75
Ajouter : intérêts sur les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite, moins le rendement prévu des actifs des régimes	**53**	179
Intérêts débiteurs ajustés	**346**	479
Couverture des intérêts ajustés par les flux de trésorerie d'exploitation (nombre de fois)	**5,0**	2,8

3) Le **coût total de la production nucléaire par MWh** est utilisé pour mesurer la rentabilité des actifs de production nucléaire d'OPG. Le coût total de la production nucléaire par MWh est défini comme le total des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale Darlington, de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires, et des dépenses accessoires des activités de production d'électricité nucléaire), des charges au titre du combustible nucléaire pour les centrales exploitées par OPG (à l'exclusion de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires) et des dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée (à l'exclusion des coûts du projet de remise en état de la centrale Darlington) engagées au cours de l'exercice, le tout divisé par la production d'électricité nucléaire d'OPG.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014
Coût total de la production nucléaire par MWh		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur Production d'énergie nucléaire réglementée	**2 200**	1 983
Charges liées au combustible du secteur Production nucléaire réglementée	**301**	258
Dépenses en immobilisations du secteur Production nucléaire réglementée	**1 023**	991
Déduire : coûts en capital et autres qu'en capital du projet de remise en état de la centrale Darlington	**(708)**	(702)
Ajouter : charges d'exploitation, de maintenance et d'administration et charges liées au combustible du secteur Production nucléaire réglementée reportées dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	**230**	330
Déduire : charges au titre du combustible nucléaire des centrales qui ne sont pas exploitées par OPG	**(62)**	(59)
Déduire : autres ajustements	**(34)**	(19)
	2 950	2 782
Production d'électricité nucléaire (TWh)	**44,5**	48,1
Coût total de la production nucléaire par MWh ($/MWh)	**66,29**	57,84

4) La **marge brute** se définit comme les revenus diminués des charges liées au combustible.

GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Le *Règlement 58-101 sur l'information concernant les pratiques en matière de gouvernance* a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour favoriser une plus grande transparence pour le marché concernant les pratiques en matière de gouvernance d'entreprise à appliquer par les émetteurs. Les pratiques de gouvernance d'OPG respectent les dispositions du Règlement 58-101 et de l'*Instruction générale 58-201 sur la gouvernance*. En outre, OPG a revu ses pratiques de gouvernance en les comparant à celles présentées dans le rapport intitulé *Constitution de conseils d'administration performants*, publié en 2014 par la Coalition canadienne pour une bonne gouvernance, et a conclu que les pratiques qui sont propres à OPG se comparent favorablement à ces dernières. L'information relative au conseil d'administration d'OPG se présente comme suit :

Conseil d'administration

Le conseil d'administration d'OPG est constitué de 15 membres ayant les compétences dans les secteurs suivants :

- gestion de grandes sociétés
- gestion et exploitation de centrales nucléaires
- gestion de sociétés hautement capitalistiques
- suivi des relations avec les organismes de réglementation, le gouvernement et la population
- gestion des ressources humaines
- savoir-faire dans le domaine des finances, du droit et de la gouvernance d'entreprise
- compréhension des collectivités des Premières Nations et des Métis
- gestion des parties prenantes

Le conseil remplit sa tâche de supervision indépendante de la direction de la façon suivante : la majorité des membres du conseil sont indépendants de la Société; le conseil d'administration se réunit au moins cinq fois par année; une charte officielle consigne les devoirs du conseil d'administration et de chacun des comités du conseil et chaque charte est passée en revue tous les ans; le conseil et chaque comité du conseil sont présidés par un administrateur indépendant; et une partie de chaque réunion du conseil et des comités est tenue sans la direction.

OPG a une description de poste écrite pour le chef de la direction, qui est responsable de faire rapport au conseil d'administration de ses fonctions suivantes : encourager une culture qui promeut l'intégrité et une conduite éthique;

accroître la valeur pour l'actionnaire; définir et mettre en œuvre une stratégie, y compris un modèle d'affaires viable qui comblera les besoins de production d'électricité à long terme de la Province; et établir des normes de leadership qui atteindront une excellence opérationnelle en ce qui concerne la sécurité, les relations avec les parties prenantes, le rendement financier, la fiabilité des actifs, la gestion en matière de santé et d'environnement et la conformité réglementaire. Le conseil définit également le rôle et les responsabilités du président et chef de la direction à l'intérieur des règlements administratifs, de la charte du conseil, des politiques du conseil et des buts et objectifs annuels de la Société et du chef de la direction. Le conseil détermine et surveille le rendement par rapport aux cibles et objectifs établis annuellement pour le chef de la direction et pour OPG.

Indépendance des administrateurs

Une fois l'an, le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance examine les renseignements fournis par les administrateurs dans le questionnaire annuel à l'intention des administrateurs et examine chaque lien avec OPG divulgué pour déterminer si l'administrateur est (ou demeure) indépendant. Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance rend compte de son examen au conseil d'administration.

Conformément aux exigences en matière d'indépendance de l'article 1.4 du *Règlement 52-110 sur le comité d'audit* (le « Règlement 52-110 ») et à la lumière des faits applicables à l'égard de cette norme, le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance du conseil a déterminé que les administrateurs nommés sont tous indépendants, sauf Jeffrey Lyash, qui est considéré avoir une relation importante avec OPG en vertu de son poste de président et chef de la direction d'OPG.

Le conseil d'OPG s'est doté d'une politique et d'une procédure en matière de conflit d'intérêts à l'intention des membres du conseil d'administration, qui encadrent la communication et la résolution des conflits d'intérêts avérés ou possibles des administrateurs. Le conseil d'administration applique un processus annuel qui consiste pour les administrateurs à lui rendre compte dans une communication écrite :

i) de tout conflit d'intérêts possible, afin de se conformer à la politique en matière de conflit d'intérêts à l'intention des membres du conseil d'administration et à la LSAO;
ii) de leur indépendance et de leurs compétences financières, afin de se conformer à la réglementation sur les valeurs mobilières ayant trait aux conseils d'administration et aux comités d'audit;
iii) de leur conformité aux autres exigences en matière d'information et de dépôt de documents.

Dans le but de réduire davantage les risques de conflits d'intérêts, le conseil d'administration a adopté une politique sur les administrateurs siégeant ensemble à d'autres conseils. La politique du conseil à cet égard limite à deux le nombre d'administrateurs d'OPG pouvant siéger au même conseil d'un autre émetteur assujetti. Les administrateurs doivent confirmer leur conformité à la politique d'OPG sur les administrateurs siégeant à d'autres conseils dans leur communication au président du conseil d'administration de leur nomination à d'autres conseils.

Planification stratégique

OPG livre de la valeur aux consommateurs ontariens et à son actionnaire, la province d'Ontario, en produisant de l'électricité de façon fiable et rentable au moyen de son portefeuille diversifié d'actifs de production d'énergie propre, tout en exerçant ses activités de façon sécuritaire, ouverte, responsable sur le plan environnemental et selon une pratique commerciale saine. OPG cherche également à poursuivre, sur une base commerciale, des projets de développement de la capacité de production et d'autres occasions de croissance des activités au profit de l'actionnaire. Les principaux éléments stratégiques d'OPG sont traités dans la rubrique intitulée *Activités de base et stratégie*.

Le conseil d'OPG tient chaque année une séance de travail portant sur la stratégie et consacre une bonne partie de chaque réunion régulière du conseil à discuter de questions de stratégie. Il revient à la direction d'établir la stratégie et de la présenter au conseil pour discussion.

En 2015, le conseil a reçu des rapports sur les grands enjeux stratégiques, les risques, les faits nouveaux en matière de concurrence et les occasions possibles pour la Société. La direction veille à ce que les principaux éléments stratégiques fassent partie du budget et plan d'affaires annuel, lequel est revu et approuvé par le conseil. Le conseil d'administration reçoit également des comptes rendus périodiques de conseillers externes sur l'évolution générale du secteur de l'énergie ou sur des questions stratégiques particulières.

Surveillance de la gestion du risque

Le conseil d'OPG surveille la méthode qu'OPG utilise pour détecter, signaler et atténuer les risques susceptibles d'entraver de façon significative la capacité d'OPG d'atteindre ses objectifs stratégiques à long terme, ainsi que certains objectifs particuliers du plan d'affaires. Pour s'acquitter de ses responsabilités de surveillance des risques, le conseil a instauré la politique de gestion des risques de l'entreprise et a mis sur pied un comité d'audit et de gestion des risques du conseil qui est composé d'administrateurs indépendants. Ce comité a pour mandat de surveiller le cadre de gestion des risques de l'entreprise utilisé par la direction pour gérer le profil de risque d'OPG, et d'aider le conseil à comprendre l'incidence possible des différents risques sur la Société et les mesures prises par la direction pour faire face à ces risques. Le comité d'audit et de gestion des risques reçoit du chef de la gestion des risques d'OPG des rapports trimestriels sur les risques de l'entreprise.

Par l'entremise du comité de rémunération, de leadership et de gouvernance, le conseil surveille également les risques rattachés au programme de rémunération des cadres pour éviter que des décideurs prennent des risques exagérés avec l'intention d'obtenir les incitatifs prévus dans les plans de rémunération. Le chef de la gestion des risques et la vice-présidente principale, Ressources humaines, Cultures et Communications revoient ensemble le programme de rémunération des cadres une fois par année pour détecter les situations possibles de prise de risques inadéquats; ils transmettent au comité de rémunération, de leadership et de gouvernance un rapport annuel conjoint sur les résultats de leur revue.

Administrateurs

Les profils ci-dessous indiquent les noms, la municipalité de résidence, la fonction au sein de la Société et la fonction principale de chaque administrateur de la Société en date du 4 mars 2016. Pour toute information sur la structure du conseil d'administration et sur les changements depuis le 11 février 2016, se reporter à la rubrique *Comités du conseil d'administration*.

Bernard Lord
50 ans
Moncton, Nouveau-Brunswick, Canada

Bernard Lord a été nommé président du conseil d'administration d'Ontario Power Generation le 1er avril 2014. M. Lord est président et chef de la direction de l'Association canadienne des télécommunications sans fil et président de la Fondation des dons sans fil du Canada. Il est membre du conseil d'administration de Croix Bleue Médavie.

M. Lord est titulaire d'un baccalauréat en sciences sociales avec majeure en économie et d'un baccalauréat en common law de l'Université de Moncton. Il a aussi reçu des doctorats honorifiques de l'Université du Nouveau-Brunswick, de l'Université de Moncton et de l'Université Saint Thomas. Il a été admis au Barreau du Nouveau-Brunswick en 1993 et a été nommé conseiller de la Reine en 2011.

En 1999, Bernard Lord devient à 33 ans l'un des plus jeunes premiers ministres provinciaux du Canada. Il est réélu avec une majorité parlementaire en 2003 et occupera le poste de premier ministre du Nouveau-Brunswick jusqu'en octobre 2006. Il a été élu député à l'Assemblée législative du Nouveau-Brunswick à quatre reprises.

Son gouvernement a instauré plusieurs nouvelles initiatives favorisant la mise en valeur des ressources naturelles et respectant également l'environnement, notamment une nouvelle politique énergétique qui a mené à la restructuration d'Énergie NB et à la remise en état de la centrale nucléaire Point Lepreau.

Au cours de ses mandats à titre de premier ministre, la province du Nouveau-Brunswick a connu son taux de chômage le plus bas en 30 ans, des réductions d'impôt ont été accordées année après année et son gouvernement a atteint l'équilibre budgétaire et a fait diminuer la dette. Son gouvernement a investi des sommes sans précédent dans les soins de santé et dans l'éducation, a raffermi la démocratie locale et a modernisé la *Loi sur les langues officielles*.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015**	
Conseil (depuis novembre 2013)	10 sur 10	100 %
Comité spécial (depuis avril 2014)	1 sur 1	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Le président du conseil n'est membre d'aucun comité permanent. Le président du conseil assiste à toutes les réunions des autres comités.	24 sur 24	100 %

Fonction principale : Président et chef de la direction de l'Association canadienne des télécommunications sans fil

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Jeffrey Lyash
54 ans
Toronto, Ontario, Canada

Jeff Lyash est président et chef de la direction d'OPG. Auparavant, il était président de CB&I Power cumulant la responsabilité de l'ingénierie, de l'approvisionnement et de la construction de centrales électriques dans le cadre de projets atteignant plusieurs milliards de dollars sur des marchés nationaux et internationaux. Il a en outre fourni des services d'exploitation pour des centrales nucléaires, des centrales au charbon, au gaz naturel et au mazout, ainsi que des centrales de production d'énergie renouvelable.

Avant de se joindre à CB&I en 2013, M. Lyash était vice-président directeur de l'approvisionnement énergétique de Duke Energy. Il a dirigé les services d'ingénierie, de maintenance et d'exploitation de la capacité de 42 000 mégawatts de la société, y compris les volets approvisionnement en combustible, négociation des produits énergétiques, principaux projets et construction, programmes environnementaux, santé et sécurité au travail.

Avant la fusion de Progress Energy et de Duke Energy, M. Lyash était vice-président directeur de l'approvisionnement énergétique de Progress Energy. À ce titre, il a supervisé les diverses ressources de production de Progress Energy d'une capacité de 22 000 mégawatts, notamment les centrales nucléaires, les centrales au charbon, au mazout et au gaz naturel et les centrales hydroélectriques. Il a été aussi responsable de l'approvisionnement en combustible des centrales et des opérations de négociation sur les produits énergétiques.

M. Lyash a commencé sa carrière dans le secteur des services publics en 1981 et s'est joint à Progress Energy en 1993. Avant de devenir vice-président directeur de l'approvisionnement énergétique, il a été premier vice-président, Expansion des affaires, président et chef de la direction de Progress Energy Florida, premier vice-président d'Energy Delivery Florida et vice-président de Transmission. Il a également occupé divers postes de direction et de haute direction pour le programme nucléaire de Progress Energy, notamment ceux de directeur des opérations, directeur de l'ingénierie, directeur de centrale et directeur de l'exploitation.

Avant de se joindre à Progress Energy, M. Lyash a travaillé auprès de la Commission de réglementation nucléaire (Nuclear Regulatory Commission, ou NRC) des États-Unis où il a occupé un certain nombre de postes techniques seniors et de direction dans le nord-est des États-Unis et à Washington, D.C. Il a reçu le prix du service méritoire de la NRC en 1987.

M. Lyash détient un baccalauréat en génie mécanique de l'Université Drexel, laquelle lui a décerné en 2009 le prix Distinguished Alumnus Award. Il a obtenu un permis de premier opérateur de réacteur de la NRC et a réussi le programme de perfectionnement des cadres de l'Office of Personnel Management des États-Unis et le programme de gestion avancé de la Fuqua School of Business de l'Université Duke.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis août 2015)	4 sur 4	100 %
Le président et chef de la direction assiste à toutes les réunions des comités, sauf les réunions et séances à huis clos des administrateurs indépendants.	6 sur 6	100 %

Fonction principale : Président et chef de la direction, Ontario Power Generation Inc.

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : N'est pas indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Nicole Boivin
57 ans
Toronto, Ontario, Canada

Nicole Boivin compte plus de 30 ans d'expérience comme cadre et administratrice dans les domaines des services financiers, du secteur public et des organismes sans but lucratif. Elle possède de l'expertise et une solide expérience en ressources humaines, en stratégies de marque et en communications.

M^me^ Boivin est membre du conseil d'administration national de Passeport pour ma réussite et fait partie du comité des ressources humaines. Dans le passé, elle a été membre désigné par la Province du conseil d'administration du Harbourfront Centre à Toronto, dont elle a été membre du comité de direction et présidente du comité du développement.

M^me^ Boivin a récemment obtenu le titre de IAS.A, ayant réussi le Programme de perfectionnement des administrateurs de la Rotman School of Management.

Au cours de sa carrière de 14 ans chez Manuvie, M^me^ Boivin a occupé divers postes de direction d'échelons progressifs dans les secteurs des ressources humaines, en gestion de la marque, en marketing et en communications; et elle a été une conseillère très prisée par les membres de la haute direction et du conseil d'administration de Manuvie.

M^me^ Boivin a occupé chez Manuvie le poste de chef de la gestion de la marque et des communications jusqu'en 2014 et, auparavant, celui de chef des ressources humaines pour la division canadienne. De plus, elle a été responsable de l'élaboration de la stratégie de comarque mondiale par suite de l'acquisition de la société John Hancock aux États-Unis. Après la crise financière, elle a créé et dirigé la fonction mondiale Gestion de la marque et communications, axée sur la gestion des risques de réputation et l'accroissement de la présence générale de la marque. À titre de chef des ressources humaines, M^me^ Boivin a conçu et déployé la première série de cours du programme mondial de perfectionnement des cadres, qui est devenu une fonction essentielle chez Manuvie.

M^me^ Boivin a une solide expérience en gestion du personnel, notamment en planification de la relève, en perfectionnement du leadership et en rémunération au rendement des dirigeants. Elle possède aussi une expertise en stratégie de marque mondiale, en responsabilité sociale des entreprises, en gestion de la réputation, en gestion de crise et en communications.

Avant de se joindre à Manuvie, M^me^ Boivin a occupé de nombreux postes dans le secteur public et dans des organismes sans but lucratif. Au début des années 1990, elle a été directrice générale de Centraide à Sudbury, puis adjointe du président de l'Université Laurentienne et, avant Manuvie, elle a été cadre chez BCE Media/Bell Canada.

M^me^ Boivin est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Laurentienne et parle couramment le français et l'anglais.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	10 sur 10	100 %
Comité de rémunération et des ressources humaines (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %

Fonction principale : Administratrice de sociétés

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

William Coley
72 ans
Charlotte, Caroline du Nord, États-Unis
Bill Coley a été chef de la direction de British Energy, poste qu'il a occupé de 2005 à 2009, jusqu'à sa retraite après le regroupement de British Energy et d'EDF Energy. Il a été président de Duke Power de 1997 jusqu'à sa retraite en février 2003. Dans cette société, il a occupé divers postes de cadre dans les secteurs de l'ingénierie et de l'exploitation et a été membre de la haute direction au cours de sa carrière de 37 ans.

M. Coley est administrateur de Peabody Energy et d'E.R. Jahna Industries ainsi que membre du comité consultatif technique international de Nuclear Electric Insurance Limited. Il a également fait partie de la commission Fukushima de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis janvier 2013)	10 sur 10	100 %
Comité de surveillance nucléaire (depuis février 2013)	5 sur 5	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature* (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité de remise en état de la centrale Darlington (depuis mai 2015)	2 sur 2	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité spécial (depuis avril 2014)	1 sur 1	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Chef de la direction de British Energy, à la retraite

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Peabody Energy

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Elisabeth (Lisa) DeMarco
48 ans
Toronto, Ontario Canada

Lisa DeMarco est associée principale au cabinet DeMarco Allan LLP et compte plus de 20 ans d'expérience en droit et dans les secteurs de la réglementation, des politiques et de la défense des intérêts touchant l'énergie et les changements climatiques. Elle représente plusieurs gouvernements et clients importants du secteur de l'énergie sur diverses questions portant sur le gaz naturel, l'électricité et le stockage d'énergie auprès de divers organismes réglementaires, notamment la CEO et l'Office national de l'énergie. Elle a été professeure adjointe à la Faculté de droit Osgoode Hall et y donne des conférences régulièrement.

M^me^ DeMarco aide également d'importantes sociétés énergétiques canadiennes au sujet du développement de projets électriques, de projets de production d'énergie renouvelable, de projets liés à des combustibles de remplacement, de la mise au point et du financement de technologies propres, du stockage d'énergie, du captage et du stockage du carbone, de la responsabilité sociale des entreprises, de la divulgation d'informations environnementales, du financement d'énergie propre et de l'élaboration d'une stratégie d'affaires sur le développement durable à l'échelle nationale et internationale.

Chambers Global la décrit comme l'une des principales avocates à l'échelle mondiale en matière de changements climatiques et elle assiste souvent aux délibérations des Nations-Unies et y donne des conseils liés à ces domaines. Elle a été nommée et a maintes fois été recommandée par LEXpert, Expert Guide, International Who's Who et Chambers Canada à titre d'avocate de premier plan du secteur de l'énergie (pétrole et gaz) et de l'environnement. M^me^ DeMarco a travaillé auprès de banques multilatérales de développement et de sociétés énergétiques sur des transactions et des projets en Inde, au Brésil, au Sri Lanka, en Thaïlande, en Argentine, au Chili, en Irlande, en Afrique, au Mexique, en Chine, en Russie, en Californie, en Alberta, en Ontario et au Québec. Elle joue un rôle actif et continu dans l'élaboration et la rédaction de politiques, règlements et lois en matière d'énergie et d'émissions de gaz à effet de serre au Canada et ailleurs dans le monde. Elle a été nommée par la première ministre de l'Ontario au Comité sur les changements climatiques qui a maintenant pris fin, et est toujours membre nommé du Groupe d'étude de l'Ontario sur l'énergie propre.

M^me^ DeMarco est membre du conseil d'administration de l'Association de l'énergie de l'Ontario et membre du Atmospheric Fund Investment Committee de Toronto. Elle est diplômée de l'Université Western Ontario (baccalauréat avec distinction – 1990), de l'Université de Toronto (maîtrise – 1992), de la Faculté de droit Osgoode Hall, de l'Université York (Droit LL. B. – 1995) et de la Vermont Law School (MSEL, avec mention d'excellence – 1995).

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	10 sur 10	100 %
Comité d'audit et des finances (depuis avril 2014)	5 sur 5	100 %
Comité de surveillance des risques (d'avril 2014 à mai 2015)	2 sur 2	100 %
Comité de surveillance nucléaire (depuis mai 2015)	2 sur 2	100 %

Fonction principale : Avocate

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Peggy Gilmour
56 ans
Toronto, Ontario, Canada

Peggy Gilmour était auparavant première vice-présidente, Opérations de gros et de courtage à la CIBC et compte plus de 30 ans d'expérience dans le secteur des services bancaires et financiers. À la CIBC, M^me^ Gilmour était responsable de la supervision des fonctions administratives mondiales pour les Services bancaires de gros CIBC et les services de courtage de CIBC Wood Gundy. Avant de se joindre à la CIBC, M^me^ Gilmour a occupé le poste de directrice générale de RBC Marchés des capitaux où elle a mis sur pied et dirigé une organisation mondiale de services partagés chargée de la gouvernance et du contrôle de tous les processus de rapprochement des opérations à l'échelle mondiale. Elle a une forte expérience en financement d'entreprises, en gestion des risques d'entreprise, en stratégie d'entreprise et en approvisionnement et en sourçage stratégique.

M^me^ Gilmour est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université de Toronto et est comptable professionnelle agréée. Elle est également titulaire d'une accréditation en gestion des risques ainsi que du titre de IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.

M^me^ Gilmour siège actuellement au conseil d'administration de Vogogo dont elle préside le comité d'audit. Plus récemment, elle a agi à titre d'administratrice et de présidente du comité d'audit de la Commission du Régime de retraite de l'Ontario. Elle a également siégé aux conseils d'administration d'Interac, association canadienne des cartes de débit, et de l'Institut des auditeurs internes.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis octobre 2015)	2 sur 2	100 %
Comité d'audit et des finances (depuis octobre 2015)	1 sur 1	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis octobre 2015)	1 sur 1	100 %

Fonction principale : comptable professionnelle agréée

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Vogogo Inc.

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Jean Paul (JP) Gladu
42 ans
Toronto, Ontario, Canada

Jean Paul Gladu est actuellement président-directeur général du Conseil canadien pour le commerce autochtone, dont le siège se trouve à Toronto. D'appartenance Anishinaabe de Thunder Bay, M. Gladu fait partie de la Première Nation Bingwi Neyaashi Anishinaabek, qui est établie sur la rive est du lac Nipigon. M. Gladu a plus de vingt ans d'expérience dans le secteur des ressources naturelles, et a travaillé notamment auprès de communautés et d'organisations autochtones, d'organismes non gouvernementaux du secteur de l'environnement, d'entreprises du secteur industriel et de diverses administrations gouvernementales dans tout le Canada. Il a publié différents articles concernant les questions autochtones, sur des sujets comme la certification des forêts, la collection des valeurs autochtones, les opportunités pour le biocarburant, les plans d'utilisation des territoires des communautés autochtones, les critères et indicateurs pour une industrie forestière durable et le développement de produits dérivés du cèdre.

M. Gladu est titulaire d'un diplôme de technicien forestier du Sault College of Applied Arts and Technology, d'un baccalauréat en foresterie de la Northern Arizona University et d'un MBA pour cadres de l'Université Queens, à Kingston. En 2014, le magazine *Diversity* lui a décerné le prix Community Service Award – Transformation Awards. M. Gladu a été en nomination pour les Prix du premier ministre 2013 pour les diplômés émérites des collèges de l'Ontario. Il a été reconnu comme l'un des cinq leaders du nord de l'Ontario en 2012 par Northern Ontario Business et a été élu président de classe de la promotion 2012 du programme de maîtrise en administration des affaires pour cadres de l'Université Queens.

M. Gladu siège au conseil d'administration de Collèges et instituts Canada (auparavant l'Association des collèges communautaires du Canada), de l'Institut des politiques du Nord et de la Fondation canadienne d'éducation économique. Il est un membre du conseil consultatif du comité sur l'énergie propre renouvelable de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et un membre du Comité provincial des politiques forestières. Dans le passé, il a été directeur du Centre de recherche et d'innovation en bioéconomie, directeur de Papasay Management Corporation et membre du conseil de l'Association canadienne de la bioénergie.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis novembre 2015)	1 sur 1	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature (depuis novembre 2015)	1 sur 1	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis novembre 2015)	1 sur 1	100 %

Fonction principale : Cadre

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Brendan Hawley
63 ans
Ottawa, Ontario, Canada

Brendan Hawley est l'associé principal de Brendan Hawley & Associates, société de consultation bilingue spécialisée en communications de défense d'intérêts dont les clients sont du secteur public et du secteur privé.

Originaire d'Ottawa et titulaire d'un diplôme avec mention en histoire et journalisme du St. Patrick's College et de l'Université Carleton, à Ottawa, M. Hawley a travaillé pendant dix ans au gouvernement fédéral, puis dans le secteur privé avant d'ouvrir sa propre société en 2000. Il a occupé des postes de cadre dans les domaines des communications, du marketing et des affaires publiques pour le compte de plusieurs grandes organisations du secteur public et du secteur privé, dont le Conseil canadien des ingénieurs, Exportation et développement Canada et l'Institut canadien des produits pétroliers.

M. Hawley aide depuis longtemps les clients à établir leurs objectifs organisationnels, parallèlement à leurs plans d'affaires opérationnels. Il compte également une forte expérience en gestion de stratégies et de programmes de formation au sujet du secteur énergétique au Canada. Il a mis sur pied un programme de formation d'été portant sur l'énergie destiné aux députés fédéraux pour favoriser une meilleure compréhension de l'économie du secteur de l'énergie et, dans le cadre d'un mandat plus large, pour traiter de questions d'ordre fédéral et provincial entourant la fixation du prix de l'énergie, les centrales d'énergie et les produits énergétiques. Il a aussi rédigé un guide bien connu sur la conduite à adopter dans la défense d'intérêts à l'échelon fédéral.

M. Hawley détient le titre IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.

Brendan Hawley est affilié à un certain nombre d'entreprises et organismes philanthropiques, mais il se concentre davantage ces derniers temps au Musée canadien de la nature et au Musée des sciences et de la technologie du Canada, à Ottawa.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	9 sur 10	90 %
Comité de rémunération et des ressources humaines (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité de surveillance nucléaire (depuis avril 2014)	5 sur 5	100 %

Fonction principale : Conseiller en gestion

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

John Herron
62 ans
Punta Gorda, Floride, États-Unis

John Herron a pris sa retraite d'Entergy où il a été président et chef de la direction ainsi que chef des opérations nucléaires de la société Entergy Nuclear, où il était responsable de centrales nucléaires situées dans divers États (New York, Massachusetts, Vermont, Michigan, Louisiane, Mississippi et Arkansas), de même que des services de gestion de la société à la centrale nucléaire Cooper dans l'État du Nebraska.

Auparavant, il a été vice-président principal des opérations nucléaires d'Entergy où il était chargé du volet opérationnel de la gestion du parc de centrales. M. Herron s'est joint à Entergy en février 2011 à titre de vice-président, Opérations de la centrale nucléaire Waterford 3, à Killona, en Louisiane. Il a ensuite été muté à New York au poste de vice-président principal du centre énergétique Indian Point en février 2002.

La carrière de M. Herron a commencé en 1979 dans le domaine des opérations nucléaires auprès de Vermont Yankee Power Corporation. Parmi les postes qu'il a occupés, mentionnons ceux de superintendant des services techniques, directeur des opérations, gestionnaire de programmes techniques, chef d'équipe et opérateur responsable de la surveillance de la salle de commande. En 1994, il a déménagé à Brownville, au Nebraska pour devenir directeur de la centrale nucléaire Cooper de Nebraska Public Power District.

M. Herron s'est ensuite joint à la Tennessee Valley Authority (TVA) en tant que directeur de la centrale nucléaire Sequoyah, à Soddy-Daisy, au Tennessee, poste qu'il a occupé d'octobre 1996 à juillet 1999. Entre juillet 1999 et février 2001, M. Herron a été vice-président des installations à la centrale nucléaire Browns Ferry de la TVA.

Avant de faire carrière dans les services publics, M. Herron a servi dans la marine américaine de 1972 à 1978. Il était affecté au sous-marin USS Tullibee et au réacteur S1C NPTU, Windsor, comme instructeur de la Nuclear Submarine Prototype School.

M. Herron est titulaire d'un baccalauréat en gestion des affaires du Franklin Pierce College, à Rindge, au New Hampshire. Il a également suivi le programme de gestion avancée, offert par la Harvard Business School, en mai 2005.

M. Herron est actuellement membre du conseil d'administration de Duke Energy. Il a également fait partie du conseil d'administration de l'Institute of Nuclear Power Operations et du Nuclear Strategic Issues Advisory Committee du Nuclear Energy Institute. Dans la foulée du tremblement de terre au Japon en 2011, il a été nommé à la commission Post-Fukushima de l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires et au comité de réflexion en réponse à l'accident de Fukushima mis sur pied par le secteur nucléaire aux États-Unis.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis novembre 2013)	9 sur 10	90 %
Comité de surveillance nucléaire* (depuis décembre 2013)	5 sur 5	100 %
Comité de rémunération et des ressources humaines (depuis décembre 2013)	4 sur 4	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis août 2014)	4 sur 4	100 %
Comité spécial (depuis novembre 2014)	1 sur 1	100 %
Comité de la remise en état de la centrale Darlington* (depuis mai 2015)	2 sur 2	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Président et chef de la direction, et chef des opérations nucléaires, Entergy Nuclear, à la retraite

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Duke Energy (NYSE)

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Ira Kagan
53 ans
Toronto, Ontario, Canada

Ira T. Kagan est un des cofondateurs du cabinet d'avocats Kagan Shastri LLP. M. Kagan a obtenu un baccalauréat ès sciences de l'Université de Toronto en 1985 et un *Juris Doctor* de l'Université de Toronto en 1988. Il a été admis au Barreau de l'Ontario en 1990 et depuis, il pratique surtout le droit municipal et le droit de l'aménagement du territoire pour le compte du secteur privé (dont de nombreux promoteurs immobiliers de premier plan de la région du Grand Toronto) et du secteur public (offices de protection de la nature, municipalités locales et régionales).

M. Kagan se présente souvent devant la Commission des affaires municipales de l'Ontario et durant bon nombre de conseils municipaux et de comités dans la région du Grand Toronto. Sa pratique porte sur tous les aspects de l'aménagement du territoire, y compris les demandes d'aménagement, la négociation et la médiation, les appels (présentés devant la Commission des affaires municipales de l'Ontario et les tribunaux) et les décisions stratégiques prises tout au long du processus. Il anime régulièrement des séminaires sectoriels et des séminaires de formation continue en droit, et il a pris part à de nombreux dossiers de premier plan en matière d'aménagement du territoire dans la région du Grand Toronto.

En 2005 et en 2006, Kagan Shastri LLP a été nommé meilleur cabinet en droit municipal de la région du Grand Toronto par Nova Res Urbis et, depuis, occupe systématiquement le haut du classement.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis avril 2014)	10 sur 10	100 %
Comité d'audit et des finances (depuis avril 2014)	5 sur 5	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis avril 2014)	4 sur 4	100 %

Fonction principale : Avocat

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

M. George Lewis
55 ans
Toronto, Ontario, Canada

De février 2007 jusqu'au 1er novembre 2015, George Lewis a été membre du Groupe de la direction de RBC et l'un des huit dirigeants responsables de l'orientation stratégique générale de la Banque Royale du Canada, société mère du Groupe de sociétés RBC. À ce titre, il a été nommé chef de groupe, Gestion de patrimoine en 2007, puis de RBC Assurances en 2012. En qualité de chef de groupe, Gestion de patrimoine, M. Lewis a dirigé les unités de RBC qui pourvoient aux besoins de gestion de patrimoine des clients aisés et fortunés à l'échelle mondiale, de même que les unités qui offrent des solutions de gestion d'actifs et des produits de fiducie. M. Lewis a été également président du conseil de RBC Gestion mondiale d'actifs Inc., où il continue d'agir à titre de gestionnaire de portefeuille principal.

De juillet 2000 à mai 2008, il était chef de la direction de RBC Gestion mondiale d'actifs, devenue, sous sa gouverne, la plus grande société de fonds communs de placement au Canada (Fonds RBC) et l'une des plus grandes sociétés de gestion d'actifs au Canada. Il était auparavant chef de l'unité de gestion de patrimoine de la plateforme Particuliers et entreprises – Canada et, de 2003 à 2006, était responsable de tous les produits bancaires et d'investissement des activités canadiennes de RBC.

De 1998 à 2000, il a occupé les fonctions de directeur général et de chef, actions, secteur institutionnel à RBC Marchés des Capitaux. À ce titre, il était responsable, à l'échelle mondiale, des activités du service Vente, négociation et recherche, Secteur institutionnel. Il agissait auparavant à titre d'analyste chevronné en recherche d'actions et de directeur de la recherche. Il a commencé sa carrière à RBC en 1986 dans la section banque d'investissement de RBC Marchés des capitaux.

M. Lewis possède une vaste expérience du secteur des placements. Il est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Harvard avec mention et d'un baccalauréat en commerce, avec mention très bien, du Trinity College de l'Université de Toronto. Il détient les titres d'analyste financier agréé et de FCA/FCPA. Il est également administrateur accrédité de l'Institut des administrateurs de sociétés.

M. Lewis est membre du conseil d'administration du Canadian Film Centre et de la Fondation du diocèse anglican de Toronto. Il est membre et ex-président de la Bishop's Company du diocèse anglican de Toronto, il est parrain et ancien membre du conseil de Centraide du Grand Toronto et de la région de York. M. Lewis occupe aussi les fonctions honoraires de colonel commandant au sein de la Branche des services de l'aumônerie des Forces armées canadiennes.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis février 2005)	10 sur 10	100 %
Comité d'audit et des finances* (depuis mai 2010)	5 sur 5	100 %
Comité de gouvernance et de mise en candidature (depuis mai 2010)	4 sur 4	100 %
Comité spécial (depuis septembre 2012)	1 sur 1	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis décembre 2013)	4 sur 4	100 %

* Président du comité

Fonction principale : Cadre auprès d'une société de services financiers

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Peggy Mulligan
57 ans
Mississauga, Ontario, Canada

Peggy Mulligan a été vice-présidente directrice et chef des finances de Valeant Pharmaceuticals International, Inc. jusqu'en décembre 2010. Auparavant, elle occupait le poste de directrice de Priiva Consulting, après avoir été vice-présidente directrice et chef des finances de Linamar Corporation. Avant d'entrer au service de Linamar, M^me^ Mulligan a occupé pendant 11 ans, à la Banque de la Nouvelle-Écosse, les postes de vice-présidente à la direction, Systèmes et exploitation et de première vice-présidente, Audit et inspecteur-chef. Avant de se joindre à la Banque de la Nouvelle-Écosse, elle était associée d'audit au sein de PricewaterhouseCoopers à Toronto. M^me^ Mulligan est titulaire d'un baccalauréat spécialisé en mathématiques de l'Université de Waterloo et elle est Fellow de l'Institut des comptables professionnels agréés de l'Ontario depuis 2003.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis décembre 2005)	9 sur 10	90 %
Comité de rémunération et des ressources humaines* (depuis mars 2012)	4 sur 4	100 %
Comité spécial (depuis septembre 2012)	1 sur 1	100 %
Comité de recherche de cadres supérieurs (depuis décembre 2013)	4 sur 4	100 %
Comité d'audit et des finances (depuis avril 2014)	4 sur 5	80 %
Comité de remise en état de la centrale Darlington (depuis mai 2015)	2 sur 2	100 %

* Présidente du comité

Fonction principale : Administratrice de sociétés

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Capital Power Corporation, Tuckamore Capital

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendante

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Yezdi Pavri
66 ans
North York, Ontario, Canada

Yezdi Pavri a quitté son poste de vice-président de Deloitte Canada, poste qu'il a occupé jusqu'à juin 2012, pour prendre sa retraite à la fin d'une carrière de plus de 30 ans. Avant d'être nommé vice-président de Deloitte, M. Pavri a été pendant plus de 10 ans membre du comité de direction national de la société, puis est devenu associé directeur du bureau de Toronto en juin 2004. En 1990, il a fondé le groupe national Service en risques d'entreprise de Deloitte et l'a dirigé pendant 15 ans. Il a été un membre fondateur du comité de direction pour l'Inde de la société mondiale et a coprésidé le premier comité de la diversité et de l'inclusion de la société.

M. Pavri est titulaire d'un baccalauréat en génie aéronautique de l'Institut indien de technologie de Bombay, d'une maîtrise en génie (énergie thermique) de l'Imperial College de Londres, et est Fellow de l'Institut des comptables professionnels agréés de l'Ontario.

M. Pavri est un membre actuel du conseil d'administration de Banque ICICI du Canada, d'Enterra Holdings Limited (société mère mondiale de Golder Associates) et de Gestion financière MD, un ex-membre du conseil d'Hydro One, et était tout récemment président du conseil des fiduciaires d'United Way de Toronto.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis septembre 2015)	4 sur 4	100 %
Comité de la rémunération et des ressources humaines (depuis septembre 2015)	1 sur 1	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis septembre 2015)	1 sur 1	100 %

Fonction principale : Administrateur de sociétés

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Gerry Phillips
75 ans
Ajax, Ontario, Canada

Gerry Phillips a été député provincial de la circonscription Scarborough-Agincourt dans l'est de Toronto, de 1987 à 2011. Il a détenu six portefeuilles ministériels, y compris le ministère de l'Énergie de l'Ontario à deux reprises, où il a été l'actionnaire d'OPG en 2007 et 2008, puis de façon intérimaire de novembre 2009 à janvier 2010. Il a été également président du Conseil de gestion du Cabinet et ministre responsable de la réglementation sur les valeurs mobilières en Ontario.

Avant de se lancer en politique, M. Phillips a obtenu son diplôme de la School of Business de l'Université Western Ontario et a travaillé dans le groupe marketing chez Procter and Gamble. En 1970, il est entré au service du cabinet d'experts-conseils Canadian Marketing Associates dont il est devenu président en 1977. Il a par la suite lancé deux sociétés dérivées prospères, soit le Sales Development Group en 1979 et le Retail Resource Group en 1982. En 1987, il était président de ces trois sociétés, qui comptaient environ 300 employés.

M. Phillips est titulaire d'un baccalauréat avec mention de la Western School of Business.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis janvier 2013)	10 sur 10	100 %
Comité de surveillance des risques (depuis février 2013)	4 sur 4	100 %
Comité de surveillance nucléaire (d'avril 2014 à mai 2015)	3 sur 3	100 %
Comité de remise en état de la centrale Darlington (depuis mai 2015)	2 sur 2	100 %

Fonction principale : À la retraite

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Jim Reinsch
72 ans
Frederick, Maryland, États-Unis

Jim Reinsch a récemment pris sa retraite de Bechtel Group dont il était vice-président principal et associé. Auparavant, il était président de Bechtel Nuclear, responsable à ce titre de l'ensemble des bénéfices/pertes, des relations avec la clientèle, des activités d'exploitation, de la gestion des projets, du marketing et de l'expansion de trois secteurs d'activité nucléaire de Bechtel : services nucléaires, remplacement des générateurs de vapeur, et activités nucléaires mondiales de Bechtel. Au cours de sa carrière de 40 ans chez Bechtel, il a été président de Bechtel Canada et dirigé des territoires importants aux États-Unis et en Asie. Il a été président de l'American Nuclear Society, ainsi que membre du Nuclear Energy Institute et de son comité de direction. En outre, M. Reinsch est membre de plusieurs organisations mondiales du secteur nucléaire, notamment l'Association mondiale des exploitants de centrales nucléaires et l'Association nucléaire mondiale.

M. Reinsch détient un baccalauréat ès Sciences de l'Université du Maryland.

M. Reinsch est actuellement membre du conseil d'administration du Frederick Memorial Hospital et du conseil des fiduciaires du Hood College, et un ex-membre du conseil d'administration de Duke Energy et du Smithsonian National Portrait Gallery. De plus, il fait partie du comité sur l'énergie nucléaire du conseil d'administration de l'Emirate Nuclear Energy Corporation et est un membre du conseil consultatif international de Terrestrial Power.

Nominations au conseil / à des comités :	**Présences en 2015 :**	
Conseil (depuis août 2015)	5 sur 5	100 %
Comité de remise en état de la centrale Darlington (depuis août 2015)	2 sur 2	100 %
Comité de surveillance nucléaire (depuis août 2015)	2 sur 2	100 %

Fonction principale : Administrateur de sociétés

Membre du conseil d'autres émetteurs assujettis : Aucun

Indépendance à l'égard d'OPG : Indépendant

Administrateurs siégeant ensemble au conseil d'un autre émetteur assujetti : Aucun

Tous les administrateurs de la Société exercent leur fonction principale depuis plus de cinq ans, à l'exception des personnes suivantes :

M^me^ Boivin a été vice-présidente principale, Ressources humaines et Communications de Société Financière Manuvie de juin 2007 à décembre 2011 et chef de la gestion de la marque et des communications de Société Financière Manuvie de janvier 2012 à mai 2014.

M^me^ DeMarco a été associée aux cabinets d'avocats Macleod Dixon de mars 2002 à janvier 2012, Norton Rose Canada de janvier 2012 à juin 2013 et Norton Rose Fulbright de juin 2013 à décembre 2014.

M. Herron a été président et chef de la direction ainsi que directeur des opérations nucléaires d'Entergy Corporation de décembre 2009 à avril 2013.

M^me^ Gilmour a été directrice générale, RBC Marchés des capitaux de novembre 2010 à juillet 2013, puis première vice-présidente, Opérations de gros et de courtage à la CIBC de février 2014 à septembre 2014.

M. Gladu a participé à l'essor économique de la Première Nation Bingwi Neyaashi Anishinaabek de mars 2009 à septembre 2012.

M. Lyash a été président de CB&I Power de juillet 2013 à juillet 2015 et vice-président directeur de Duke Energy de mai 2009 à janvier 2012.

M. Pavri a été vice-président et associé du cabinet de comptables Deloitte de janvier 2011 à mai 2012.

M. Phillips a été ministre sans portefeuille de juin 2008 à octobre 2011, ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure de l'Ontario de novembre 2009 à janvier 2010, président du Conseil de gestion du Cabinet de juin 2008 à octobre 2011, et président du comité spécial chargé de la transaction de TMX de février 2011 à avril 2011.

Orientation et formation continue

L'examen et la recommandation de programmes d'orientation adéquats incombent au comité de rémunération, de leadership et de gouvernance. Les nouveaux administrateurs reçoivent la documentation pertinente sur les pratiques et les politiques de gouvernance d'OPG et sur ses activités. Les administrateurs visitent des centrales d'OPG où les hauts dirigeants leur brossent un portrait général de l'exploitation et des activités d'OPG.

Le conseil d'administration appuie et finance la formation continue des administrateurs d'OPG, tant sur le plan des activités d'OPG que sur le plan des fonctions à titre d'administrateur. Des visites annuelles des principales centrales d'OPG, des visites des sites des projets d'OPG en cours avec des partenaires des Premières Nations et des collectivités des Métis, et des présentations spéciales par des spécialistes internes et externes sont organisées à l'intention du conseil d'administration ou des comités sur des sujets liés aux affaires ou sur certains aspects touchant l'exploitation d'OPG. La stratégie, les tendances du secteur de l'énergie, les relations avec les Premières Nations, la culture de sécurité nucléaire, la gestion de la réputation, la cybersécurité et la gouvernance d'entreprise ont figuré parmi les sujets abordés en 2015. Les administrateurs reçoivent des articles et des publications sur les plus récents sujets d'intérêt. Les membres du conseil d'administration disposent d'un accès illimité aux documents et dossiers du conseil d'administration et des comités. OPG a élaboré un guide de gouvernance à l'intention des administrateurs qui comprend les informations nécessaires à un administrateur pour s'acquitter de son mandat, notamment les devoirs et les obligations d'un administrateur en vertu de la LSAO, ainsi que les politiques et procédures pertinentes de la Société. OPG finance également la participation des administrateurs au programme de perfectionnement des administrateurs offert par l'Institut des administrateurs de sociétés ou d'un programme équivalent, et elle finance la participation au programme de perfectionnement des administrateurs offert par la Goizueta Business School pour les membres des comités responsables de la surveillance des activités nucléaires.

Éthique commerciale

Le conseil d'administration s'est doté d'une politique sur le comportement éthique en affaires et d'un code de conduite professionnelle. Dans le cadre de son mandat, le comité d'audit et des risques reçoit des rapports périodiques au cours de l'année sur le code de conduite professionnelle pour s'assurer que les codes de conduite et les programmes de conformité appropriés ont été mis en place, qu'ils sont appliqués et que des mesures correctives sont prises si ce n'est pas le cas. Le comité d'audit et des risques reçoit des rapports trimestriels de la direction sur le code de conduite professionnelle (y compris des rapports sur les cas fondés de fraude) et le règlement des fautes, notamment les mesures disciplinaires imposées, ainsi qu'un rapport annuel sur le code de conduite professionnelle et un rapport sur la revue annuelle de la politique mise en place par le conseil d'administration. Le code de conduite professionnelle d'OPG se trouve à l'adresse www.opg.com et a été déposé sur SEDAR (www.sedar.com). Le comité d'audit et des risques a établi des procédures pour la réception, la conservation et le traitement des plaintes reçues au sujet de la comptabilité, des contrôles comptables internes ou des questions d'audit, ainsi que pour la transmission confidentielle anonyme par les employés concernant ces questions.

Candidats au poste d'administrateur

Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance, qui se compose uniquement d'administrateurs indépendants au sens qu'en donne le *Règlement 52-110*, est chargé de la revue annuelle des principes et des systèmes de gouvernance instaurés par le conseil d'administration d'OPG et de la surveillance des évaluations annuelles des membres du conseil d'administration, des membres des comités et des administrateurs. Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance propose des candidats au conseil d'administration. Le conseil d'administration peut présenter à l'actionnaire des candidatures recommandées. Les candidatures au poste d'administrateur par l'actionnaire peuvent également être prises en compte par le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance. Avant d'envisager une candidature potentielle, le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance se penche sur les qualités, l'expérience et les compétences que doit posséder le conseil d'administration, pris dans son ensemble, compte tenu des occasions d'affaires qui se présentent à OPG et des risques qu'elle court. Les caractéristiques que le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance recherche chez un candidat comprennent l'intégrité, le jugement et l'expérience d'affaires, la diversité, les compétences professionnelles, l'indépendance par rapport à la direction, les compétences financières, les aptitudes en communication, et avoir suffisamment de temps pour remplir ses tâches en tant que membre du conseil d'administration. La politique du conseil d'administration en matière de diversité veut qu'il étudie un éventail diversifié de candidats pour chaque poste laissé vacant au sein du conseil d'administration. Par diversité, OPG entend : les femmes, les Autochtones, les personnes handicapées et les minorités visibles. Ces quatre groupes sont les mêmes que ceux figurant dans la définition des quatre groupes visés par la *Loi sur l'équité en matière d'emploi* du gouvernement fédéral

À l'occasion, le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance peut retenir les services de conseillers externes pour l'aider à trouver des candidats potentiels.

Durée du mandat d'un administrateur et renouvellement du conseil d'administration

La charte du conseil d'administration d'OPG indique que la durée d'un mandat au sein du conseil d'administration est de 10 ans à 15 ans. Lorsqu'il est question de renouveler le conseil d'administration, le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance passe régulièrement en revue le profil des compétences des membres du conseil d'administration d'OPG. Le conseil d'administration tient une liste de candidats potentiels à jour. De temps à autre, le comité recommande d'ajouter des compétences au conseil d'administration afin de tenir compte des occasions et des risques d'affaires d'OPG.

Interdictions d'opérations, faillites, pénalités ou sanctions

À la connaissance d'OPG, aucun de ses administrateurs ou cadres supérieurs ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant de titres pour avoir une influence importante sur le contrôle d'OPG a) n'est, en date du présent rapport de gestion, ni n'a été, au cours des 10 années antérieures à cette date, administrateur ou cadre supérieur d'une société (y compris OPG) qui, alors que la personne agissait en cette qualité ou dans l'année au cours de laquelle la personne a cessé d'agir en cette qualité, a fait faillite, a fait une proposition en vertu des lois relatives à la faillite ou à l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, a conclu un concordat ou un compromis avec eux, a intenté des poursuites contre eux ou a fait nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite pour qu'il détienne ses biens; ou b) n'a, au cours des 10 années antérieures à la date du présent rapport de gestion, fait faillite, fait une proposition en vertu des lois relatives à la faillite ou à l'insolvabilité, n'a été poursuivi par ses créanciers, n'a conclu un concordat ou un compromis avec eux, n'a intenté des poursuites contre eux ou n'a fait nommer un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite pour qu'il détienne les biens de l'administrateur, du cadre supérieur ou de l'actionnaire, sauf :

- **Bernard Lord** qui était administrateur d'AEA Technology de l'automne 2010 à l'automne 2012 lorsque la société est devenue insolvable.

Représentation des femmes

Conseil d'administration

Comme mentionné à la rubrique *Candidats au poste d'administrateur*, le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance examinera un éventail diversifié de candidats pour chaque poste laissé vacant au sein du conseil d'administration. Par diversité, OPG entend : les femmes, les autochtones, les personnes handicapées et les minorités visibles. Le conseil d'administration a signé l'Accord Catalyst et s'est fixé l'objectif d'une représentation « diversifiée » de 33 % au sein du conseil d'administration. En 2015, le conseil d'administration a accueilli quatre nouveaux membres, dont trois répondent à la définition de diversité. En date du présent rapport de gestion, 6 des 15 membres du conseil d'administration, soit 40 %, répondent à la définition de diversité, et la représentation des femmes au sein du conseil d'administration s'établit à 27 %.

Haute direction

OPG s'efforce de réunir une main-d'œuvre qui reflète la diversité des populations qui composent les collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités. Au 31 décembre 2015, 17 % des postes de direction et 23 % des postes de haute direction étaient occupés par des femmes (à partir de l'échelon de directeur principal). OPG suit et surveille les indicateurs de diversité dans sa planification de la relève et veille à dresser une liste de candidats aux horizons divers pour pourvoir les postes de haute direction. Un objectif de 25 % a été établi pour la représentation dans les postes de haute direction.

Rémunération

Rémunération des administrateurs

La structure de rémunération des administrateurs d'OPG a été définie en 2015. Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance est chargé de surveiller et de passer en revue le niveau et la nature de la rémunération des administrateurs d'OPG. Conformément aux recommandations du rapport du Comité d'examen des organismes paru en 2007, OPG se classe dans le 50^{e} percentile des niveaux de rémunération d'un groupe de comparaison composé d'organisations du secteur public et du secteur privé. La dernière revue a eu lieu en mai 2012 lorsque le comité de gouvernance et de mise en candidature a comparé la rémunération des administrateurs d'OPG avec celle des administrateurs d'organisations comparables du secteur public et du secteur privé et a conclu que la rémunération des administrateurs d'OPG se classait dans le 38^{e} percentile des sociétés comparables. Cependant, le

comité a recommandé de ne pas apporter de changement à la rémunération des administrateurs à ce moment-là, étant donné les contraintes législatives appliquées à la rémunération de la direction d'OPG.

Du 25 mars 2010 au 31 mars 2012, la *Loi de 2010 sur les mesures de restriction de la rémunération dans le secteur public visant à protéger les services publics* gelait les structures de rémunération des députés de la Province, ainsi que celles du personnel politique et des employés non syndiqués de la fonction publique et du secteur parapublic de l'Ontario, y compris les employés non syndiqués et les administrateurs d'OPG. En mars 2012, le gouvernement a déposé le projet de loi 55, *Loi sur une action énergique pour l'Ontario* (mesures budgétaires), qui comprenait des mesures visant à étendre les contrôles à la rémunération des cadres supérieurs. Cette loi a des répercussions sur le personnel de direction d'OPG et est en vigueur jusqu'à ce que la Province d'Ontario ait éliminé son déficit budgétaire ou qu'une structure de rémunération des cadres soit approuvée par le Conseil du Trésor de l'Ontario en vertu du projet de loi 8, *Loi sur la responsabilisation et la transparence du secteur public et des députés*. Le projet de loi 55 s'applique à partir de l'échelon de vice-président ainsi qu'aux membres à temps plein du conseil d'administration.

Pour l'exercice 2015, en fonction de la structure de rémunération des administrateurs, OPG a versé à chaque administrateur une rémunération annuelle de 25 000 $. Les administrateurs ont reçu également une rémunération annuelle de 3 000 $ pour avoir présidé un comité, le cas échéant, et pour chaque comité dont ils sont membres. En 2006, la rémunération versée au président du comité d'audit et des finances a été établie à 8 000 $ en reconnaissance des devoirs et responsabilités accrus qui lui incombent. En 2010, en reconnaissance des devoirs et responsabilités accrus qui incombent au président du comité de rémunération et des ressources humaines, sa rémunération annuelle a été établie à 5 000 $.

En plus des montants indiqués précédemment, les administrateurs sont rémunérés pour chaque réunion à laquelle ils assistent et reçoivent des honoraires de 1 500 $ ou de 750 $, selon les instructions du président du conseil d'administration ou du président du comité en question.

Pour maintenir des compétences de calibre national et de calibre international, les administrateurs non résidents sont rémunérés en dollars américains, et ceux qui doivent se déplacer sur une certaine distance reçoivent une indemnité de déplacement en compensation des heures de déplacement pour assister aux réunions du conseil d'administration et de ses comités.

Depuis 2004, le président du conseil d'administration, à titre de président du conseil d'administration non membre de la direction, touche une rémunération annuelle globale de 150 000 $, et ses frais lui sont remboursés, y compris les frais de déplacement et autres frais.

Rémunération du chef de la direction

Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance du conseil d'administration se compose de six personnes qui sont toutes administrateurs indépendants d'OPG au sens qu'on donne le *Règlement 52-110*. Le comité surveille, au nom du conseil d'administration, l'établissement des buts et objectifs annuels du chef de la direction et l'évaluation annuelle de son rendement, et fait des recommandations au conseil d'administration sur sa rémunération. Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance peut demander l'avis d'un conseiller indépendant sur les nouveautés concernant le suivi et la comparaison en matière de rémunération.

En août 2015, lorsque le chef de la direction actuel a été nommé, les modalités de sa rémunération ont été établies d'après les données repères recommandées dans le rapport du Comité d'examen des organismes paru en 2007 sur la phase 1 de son examen des sociétés d'électricité appartenant à la Province. La rémunération du chef de la direction respecte les mesures de restriction prescrites par le projet de loi 55 en matière de rémunération des cadres.

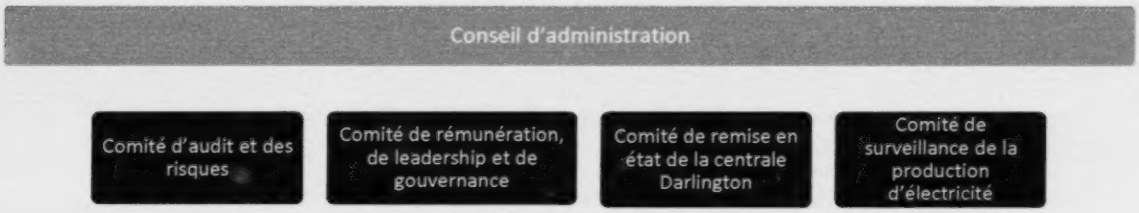
Comités du conseil d'administration

Le 11 février 2016, le conseil d'administration d'OPG a réorganisé ses comités permanents, portant leur nombre de six à quatre, et a nommé des administrateurs pour chaque comité. Les comités suivants faisaient partie des comités permanents du conseil avant la restructuration :

- *Comité d'audit et des finances*
- *Comité de rémunération et des ressources humaines*
- *Comité de remise en état de la centrale Darlington (créé en mai 2015)*
- *Comité de gouvernance et de mise en candidature*
- *Comité de surveillance nucléaire*
- *Comité de surveillance des risques*

Pour plus de détails, se reporter à la rubrique, *Comités du conseil d'administration,* du rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 qui présente une description des comités et le nom de leurs membres.

Au 4 mars 2016, le conseil d'administration comptait les comités suivants :



Comité d'audit et des risques

Ce comité est chargé d'assurer l'intégrité, la qualité et la transparence de l'information financière d'OPG, la pertinence du processus de présentation de l'information financière, des systèmes de contrôles internes, et des principes, politiques et procédures connexes d'OPG que la direction a mis en place. Le comité a la responsabilité de surveiller les documents réglementés, les états financiers, les rapports de gestion et les communiqués de presse de la Société, avant leur publication, ainsi que d'approuver les états financiers trimestriels et de recommander au conseil d'administration l'approbation des états financiers annuels et de divers autres documents annuels d'OPG Le comité est également chargé de nommer, de rémunérer et de surveiller les auditeurs externes. Le comité assure la surveillance des stratégies de financement d'OPG, dont les suivantes :

- politiques sur la gestion des risques financiers
- processus d'identification des principaux risques financiers
- rendement de la caisse de retraite, du Fonds pour combustible irradié et du Fonds de déclassement d'OPG
- examen et approbation des états financiers audités des Fonds nucléaires et de l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements pour la caisse de retraite, le Fonds pour combustible irradié et le Fonds de déclassement d'OPG.

Le comité est également chargé de surveiller les risques et les activités de gestion qui y sont associées, et de passer en revue l'évaluation par la direction des risques importants liés à la réalisation des objectifs du plan d'affaires d'OPG. Il doit également s'assurer qu'un code de conduite professionnelle efficace est en place à OPG et veiller à la conformité au code.

En date du présent rapport de gestion, le comité d'audit et des risques se composait des personnes suivantes : George Lewis (président), Elisabeth (Lisa) DeMarco, Peggy Gilmour, Brendan Hawley, Ira Kagan, Yezdi Pavri et Gerry Phillips.

Comité de rémunération, de leadership et de gouvernance

Le comité assure la surveillance des politiques et pratiques d'OPG en matière de ressources humaines et de rémunération, y compris les objectifs du chef de la direction et sa rémunération, la communication de l'information sur les questions liées à la rémunération et aux ressources humaines, l'évaluation des compétences de leadership, la planification de la relève et les négociations collectives. Il supervise également la conception des régimes d'avantages sociaux et de retraite d'OPG.

Le comité surveille également le programme et les pratiques de gouvernance du conseil d'administration qui sont conformes à des normes élevées en matière de gouvernance, y compris l'examen et l'évaluation annuels du système de gouvernance du conseil d'administration en vue de maintenir des normes élevées, ainsi que le plan de gestion de la réputation d'OPG. Il identifie des candidats au poste d'administrateur et les recommande à l'actionnaire. Enfin, le comité surveille les processus d'évaluation du conseil d'administration, des comités et des administrateurs d'OPG, ainsi que la rémunération des administrateurs et l'orientation des nouveaux administrateurs.

En date du présent rapport de gestion, le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance se composait des personnes suivantes : Peggy Mulligan (présidente), Nicole Boivin, Bill Coley, JP Gladu, George Lewis et Yezdi Pavri.

Comité de remise en état de la centrale Darlington

Le comité de remise en état de la centrale Darlington a pour mission de superviser la réalisation du projet de remise en état. Il doit retenir les services de consultants externes indépendants qui seront chargés de la surveillance, et proposer au conseil d'administration un budget et un échéancier définitifs pour le projet de remise en état de la centrale Darlington, que le conseil d'administration a approuvés en novembre 2015. De plus, le comité doit faire le suivi de l'avancement des travaux en fonction du budget et de l'échéancier approuvés et en faire rapport. En outre, le comité doit présenter au conseil d'administration une recommandation concernant la remise en état d'autres unités et, au fur et à mesure des besoins, le cas échéant, des recommandations aux fins d'approbation de travaux de remise en état.

En date du présent rapport de gestion, le comité de remise en état de la centrale Darlington se composait des personnes suivantes : Jim Reinsch (président), Nicole Boivin, Bill Coley, Brendan Hawley, John Herron, Peggy Mulligan et Gerry Phillips.

Comité de surveillance de la production d'électricité

Ce comité a pour mission de s'assurer que les centrales d'OPG fonctionnent de manière fiable, sécuritaire et efficace. De plus, il est responsable des volets élaboration, gestion des risques, financement et exécution pour les principaux projets de production d'électricité. En outre, le comité est responsable de la supervision des systèmes de gestion de la sécurité de l'environnement et des barrages d'OPG, de même que des relations d'OPG avec les Premières Nations et les Métis. Le comité passe en revue les rapports des consultants externes / évaluateurs sur les activités de production d'électricité d'OPG, de même que la réponse de la direction à ces évaluations internes et externes et la mise en œuvre par la direction des résultats et principales constatations qui en sont issus. Le comité s'assure que les centrales électriques d'OPG fonctionnent conformément aux lois et règlements en matière de sécurité nucléaire, d'activité industrielle, de santé et sécurité au travail, et d'environnement.

En date du présent rapport de gestion, le comité de surveillance de la production d'électricité se composait des personnes suivantes : John Herron (président), Bill Coley, Elisabeth (Lisa) DeMarco, Peggy Gilmour, JP Gladu, Ira Kagan et Jim Reinsch.

Évaluations

Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance est chargé du processus annuel d'évaluation du rendement du conseil d'administration, de ses comités et de chacun des administrateurs. Les évaluations du conseil d'administration et des comités sont fondées sur des questionnaires confidentiels dûment remplis concernant l'évaluation de leur rendement et le respect des chartes du conseil d'administration et de ses comités. Les évaluations des administrateurs reposent sur des questionnaires d'auto-évaluation, qui sont soumis en toute confidentialité au président du conseil d'administration et au président du comité de rémunération, de leadership et de gouvernance. De plus, le processus comprend une rencontre individuelle de suivi entre l'administrateur et le président du conseil d'administration. Le comité de rémunération, de leadership et de gouvernance fait rapport au conseil d'administration des résultats des évaluations et lui fait ses recommandations dans le but d'améliorer la gouvernance et l'efficacité du conseil d'administration.

Autres renseignements sur la gouvernance d'OPG

OPG fournit des renseignements supplémentaires sur sa gouvernance dans son site Web (www.opg.com), dont les suivants :

- Protocole d'entente conclu avec l'actionnaire
- Directives de l'actionnaire
- Liste des membres de la haute direction de la Société
- Chartes du conseil d'administration et de ses comités
- Descriptions de poste du président du conseil d'administration et des présidents des comités
- Politique en matière de conflits d'intérêts à l'intention des administrateurs
- Politique sur les relations avec les Premières Nations et les Métis
- Code de conduite professionnelle
- Politique de communication de l'information
- Politique environnementale
- Politique en matière de santé et de sécurité des employés
- Politique de sécurité nucléaire
- Politique de sécurité des activités
- Politique de cybersécurité

INFORMATION SUR LE COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES

Le *Règlement 52-110* a été mis en œuvre par les Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour encourager les émetteurs inscrits à créer et à maintenir des comités d'audit indépendants, efficaces et solides qui améliorent la qualité de l'information financière et qui, en fin de compte, renforcent la confiance des investisseurs dans les marchés financiers canadiens. L'information sur le comité d'audit et des risques d'OPG et sur sa charte est présentée ci-après :

Charte du comité d'audit et des risques

Objet

La fonction et la vocation du comité d'audit et des risques consistent à assister le conseil d'administration dans son rôle de surveillance des questions liées aux éléments suivants :

- Intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière d'OPG
- Intégrité et pertinence des contrôles internes et des normes liées au code de conduite professionnelle
- Rendement de la fonction d'audit interne d'OPG
- Rendement et indépendance des auditeurs externes d'OPG
- Planification commerciale et financière
- Rendement de la caisse de retraite d'OPG, déclassement des centrales nucléaires et fonds de placement pour combustible irradié
- Gestion des risques d'entreprise d'OPG
- Évaluation du rendement du comité et des politiques du conseil d'administration

La direction est responsable de la préparation, de la présentation et de l'intégrité des états financiers intermédiaires et annuels d'OPG, ainsi que des documents d'information connexes. Il lui incombe en outre de maintenir des principes et des politiques appropriés en matière de comptabilité et de présentation de l'information financière ainsi que des systèmes de contrôles internes et des procédures de communication de l'information financière qui assurent la conformité aux normes comptables et aux lois et règlements applicables, de manière à fournir l'assurance raisonnable que les actifs de la Société sont préservés et que ses opérations sont autorisées, effectuées, enregistrées et dûment communiquées.

La direction est également responsable de l'identification, de l'évaluation, du suivi et de la gestion des risques qui compromettent l'atteinte des objectifs des plans stratégiques et commerciaux d'OPG, ainsi que de la mise en place de politiques et de procédures pour répondre à ces risques.

Le comité a pour rôle d'assurer une surveillance de manière à ce que les actifs de la Société soient protégés et préservés dans les limites raisonnables sur le plan commercial, et à faire rapport au conseil d'administration de toute situation y relative.

Responsabilités et obligations du comité

Le comité s'acquitte des responsabilités énoncées dans la présente charte et exerce toutes les autres obligations jugées nécessaires ou appropriées en vertu des lois ou de la réglementation en valeurs mobilières applicables, ou toutes les obligations que le conseil d'administration peut déléguer au comité de temps à autre.

1. *Intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière d'OPG*

   Le comité passe en revue les éléments suivants et formule des recommandations au conseil d'administration à leur égard :

   a) La nomination ou le remplacement du chef des finances.

b) Les états financiers annuels d'OPG et le rapport des auditeurs externes, y compris les états financiers, le rapport de gestion, les notes complémentaires connexes et tout document qu'OPG est tenue de préparer et de déposer en vertu de la *Loi sur les valeurs mobilières* ou qu'elle dépose auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario.
c) La notice annuelle d'OPG, si nécessaire, avant son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières.

Le comité passe en revue et approuve :

d) Les états financiers trimestriels d'OPG et les informations financières intermédiaires ainsi que l'information connexe présentée dans le rapport de gestion et dans le communiqué de presse sur les résultats, avant leur dépôt.

En s'acquittant de ses responsabilités de surveillance de l'intégrité des états financiers et des méthodes de présentation de l'information financière d'OPG, le comité tient compte des éléments suivants dans le cadre de son examen :

e) Caractère adéquat des procédures mises en place aux fins de l'examen de la communication de l'information destinée au public d'OPG extraite ou dérivée des états financiers d'OPG.
f) Questions importantes relatives aux principes comptables et à la présentation de l'information financière et incidence sur les états financiers, notamment les opérations complexes et inhabituelles, les aspects nécessitant beaucoup de jugement, les questions importantes concernant les changements dans le choix ou l'application des principes comptables d'OPG, la présentation de l'information financière, l'incidence des initiatives comptables et réglementaires ou des ententes hors bilan sur les états financiers d'OPG.
g) Analyse préparée par la direction ou les auditeurs externes détaillant des questions soulevées quant à la communication de l'information et les jugements formulés dans la préparation de l'information financière, notamment l'analyse de l'incidence d'autres principes comptables généralement reconnus ou d'autres méthodes.
h) Tout autre point ayant trait à la conduite professionnelle porté à la connaissance du comité et qui porte ce dernier à croire que les états financiers contiennent des déclarations inexactes de faits importants ou omettent de déclarer des faits importants.

2. *Intégrité et pertinence des contrôles internes et des normes liées au code de conduite professionnelle*

En s'acquittant de ses responsabilités à l'égard de l'intégrité et de la pertinence des contrôles internes, y compris le respect des exigences légales et réglementaires et des normes de code de conduite et de comportement éthique, le comité tient compte des éléments suivants :

a) Les questions juridiques, fiscales ou réglementaires qui pourraient avoir une incidence importante sur les activités et les états financiers d'OPG, notamment les infractions aux lois sur les valeurs mobilières ou le non-respect des responsabilités fiduciaires.
b) L'étendue de la revue de l'examen du contrôle interne à l'égard de l'information financière, les constatations importantes, les recommandations et les mesures prises par la direction pour corriger les faiblesses des contrôles internes.
c) Les déclarations faites par le chef de la direction et le chef des finances au cours du processus d'attestation quant à l'existence de déficiences importantes dans la conception ou le fonctionnement de contrôles internes ou quant à toute fraude impliquant la direction ou d'autres employés jouant un rôle important dans les contrôles internes d'OPG.
d) Les procédures entourant la réception, l'enregistrement et le traitement des plaintes reçues par OPG relatives à la comptabilité, aux contrôles comptables internes ou aux questions d'audit, et les procédures entourant la communication confidentielle et anonyme par les employés d'OPG de préoccupations à l'égard des questions de comptabilité ou d'audit.

e) Les frais engagés annuellement par le président du conseil d'administration, le conseil d'administration, le président/chef de la direction et les subordonnés immédiats du président et chef de la direction, et par tout autre dirigeant et employé, si le comité le juge nécessaire.
f) Les rapports du chef de l'audit et du chef de l'éthique sur les examens indépendants et les investigations visant des allégations de fraude, les situations sujettes potentiellement à la fraude, les infractions au code de conduite et aux programmes de conformité.

3. *Rendement de la fonction d'audit interne d'OPG*

Le comité considère la situation suivante et fait des recommandations au conseil d'administration à cet égard :

a) La nomination ou le remplacement du chef de l'audit.

Le comité passe en revue et approuve les documents suivants :

b) Le plan d'audit interne annuel et toutes les modifications qui y ont été apportées, notamment la structure organisationnelle, le budget et le caractère adéquat des ressources.
c) La charte de la fonction d'audit interne, chaque année.

En s'acquittant de ses responsabilités à l'égard du rendement de la fonction d'audit interne d'OPG, le comité examine :

d) les résultats des rapports de l'audit interne, notamment les constatations importantes, le caractère adéquat des processus de contrôle, la réponse de la direction et le calendrier de mise en œuvre des mesures prises par la direction pour corriger les faiblesses, toutes les difficultés rencontrées au cours des travaux d'audit (p. ex., limitation de l'étendue des travaux ou de l'accès à l'information);
e) la confirmation de l'indépendance organisationnelle de l'audit interne et de la divulgation de tout conflit d'intérêts;
f) le rendement de l'audit interne relativement au plan d'audit interne annuel.

4. *Rendement et indépendance des auditeurs externes*

Le comité analyse le point suivant et formule des recommandations au conseil d'administration à cet égard :

a) L'auditeur externe devant être nommé au nom de l'actionnaire, et la rémunération de son travail, y compris les résultats d'une évaluation du rendement périodique et une évaluation complète du cabinet d'audit externe au moins tous les cinq ans.

Le comité passe en revue et approuve :

b) l'approbation préalable de tous les services fournis par l'auditeur externe. Ce pouvoir d'approbation préalable peut être délégué au président du comité jusqu'à une limite de 250 000 $. Toutes les décisions rendues par le président du comité après délégation de pouvoir doivent être présentées à l'ensemble du comité d'audit et des risques à sa prochaine réunion prévue.

En s'acquittant de ses responsabilités à l'égard du rendement et de l'indépendance de la fonction d'audit interne d'OPG, le comité procède à l'examen des points suivants :

c) les travaux et le rapport des auditeurs externes retenus pour préparer ou délivrer un rapport des auditeurs ou mettre en œuvre d'autres services d'audit, d'examen ou d'attestation pour OPG, notamment la résolution de désaccords entre la direction et les auditeurs externes portant sur l'information financière;
d) l'indépendance et les qualifications des auditeurs externes;
e) le rapport annuel des auditeurs externes décrivant les procédures internes de contrôle de la qualité mises en œuvre par le cabinet d'experts-comptables, toute question importante soulevée lors du dernier contrôle de la qualité interne ou contrôle par les pairs du cabinet d'experts-comptables, ou de toute demande

d'informations ou enquête effectuée par les autorités gouvernementales ou professionnelles au cours des cinq dernières années relativement à un ou plusieurs audits indépendants effectués par les auditeurs externes, de toute mesure prise pour régler ces questions et de toutes les relations entre les auditeurs externes et OPG;

f) l'étendue et l'approche du plan d'audit annuel avec les auditeurs externes;
g) la qualité et de l'acceptabilité des principes comptables adoptés par OPG, notamment les méthodes et pratiques comptables critiques utilisées, les possibilités de traitement comptable évoquées avec la direction, ainsi que toutes autres communications importantes avec la direction;
h) le processus utilisé par les auditeurs externes visant à identifier les principaux risques d'audit et de contrôle interne, et à y répondre;
i) la rotation de l'associé responsable de l'audit et des autres associés d'audit tous les sept ans, et envisager une rotation régulière des cabinets d'audit;
j) toutes les opérations entre parties liées;
k) les politiques d'embauche d'OPG relatives aux associés, aux employés, ainsi qu'aux anciens associés et employés des auditeurs externes actuels et précédents d'OPG.

5. *Planification commerciale et financière*

Le comité passe en revue les éléments suivants et formule des recommandations au conseil d'administration à leur égard :

a) Le plan d'affaires d'OPG, y compris le plan de financement global visant à soutenir les dépenses en immobilisations et les prévisions à moyen et à long terme de la Société.
b) Les demandes tarifaires déposées par OPG auprès de la Commission de l'énergie de l'Ontario, y compris le montant des paiements proposés et tout accord avec des intervenants.
c) Les véhicules de financement et les facilités de crédit de la Société, y compris tous les plans d'accès aux marchés des capitaux d'emprunt et toutes les autres activités de financement connexes. Le conseil peut déléguer à un dirigeant de la Société l'autorité d'entreprendre de telles activités de financement de la manière qu'il aura déterminé au moment de la délégation. Toutes les décisions rendues par le dirigeant auquel l'autorité est déléguée doivent être présentées à l'ensemble du comité d'audit et des risques à sa prochaine réunion prévue.

6. *Rendement de la caisse de retraite, déclassement des centrales nucléaires et fonds de placement pour combustible irradié*

Le comité passe en revue les éléments suivants et formule des recommandations au conseil d'administration à leur égard :

a) La nomination ou le remplacement du chef des placements.
b) La nomination des auditeurs de la caisse de retraite, du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement d'OPG.
c) Les objectifs généraux, les cadres de gouvernance et la position de risque de la caisse de retraite, du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement d'OPG, ainsi que le rapport annuel sur l'état de ces Fonds.
d) L'évaluation triennale de la caisse de retraite et l'évaluation annuelle des régimes de retraite complémentaires. (*Le comité prodigue des conseils au comité de rémunération, de leadership et de gouvernance en ce qui a trait au caractère abordable des modifications proposées des prestations de retraite.*)

Le comité passe en revue et approuve les points suivants :

e) La nomination des membres du comité de retraite d'OPG. Le comité peut aussi à tout moment destituer ou remplacer des membres du comité de retraite ou pourvoir un poste laissé vacant. Le président du comité de retraite peut nommer un haut dirigeant pour pourvoir temporairement un poste vacant du comité de retraite jusqu'à la prochaine réunion régulière prévue du comité d'audit et des risques.
f) Les états financiers audités annuels de la caisse de retraite, du Fonds distinct pour combustible irradié et du Fonds distinct de déclassement d'OPG.
g) Les politiques et les procédures de placement de la caisse de retraite d'OPG, y compris la conception des modifications apportées, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite de l'Ontario* et aux règlements établis aux termes de celle-ci, et des Fonds distincts de déclassement en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement.
h) La nomination de l'actuaire du régime de retraite.

En s'acquittant de ses responsabilités de surveillance de la planification financière et des fonds de placement, le comité procède à l'examen des documents suivants :

i) Rapports trimestriels, annuels ou ponctuels sur la conformité à la politique en matière de composition de l'actif et du caractère approprié de celle-ci; rendement total des fonds et des catégories d'actifs par rapport aux indices de référence; manquements importants aux politiques et aux procédures, et travaux menés par l'actuaire du régime.
j) Rapports périodiques sur le calcul des passifs liés aux déchets nucléaires d'OPG.

7. *Gestion des risques d'entreprise d'OPG*

Le comité examine les éléments suivants et fait des recommandations au conseil d'administration à leur égard :

a) La nomination ou le remplacement du responsable de la gestion des risques.
b) La politique et le cadre de gestion des risques de l'entreprise, sa tolérance globale au risque et ses cibles.

En s'acquittant de ses responsabilités de surveillance de la gestion des risques d'entreprise d'OPG, le comité examine :

c) les processus utilisés par la direction pour identifier et évaluer les principaux risques de la Société;
d) les rapports trimestriels sur l'évaluation, faite par la direction, des principaux risques liés à l'atteinte des objectifs des plans stratégiques et commerciaux de la Société, ainsi que les stratégies adoptées pour en faire le suivi et la gestion, et pour y répondre;
e) les rapports périodiques sur les risques émergents et évolutifs importants, et sur les événements externes pertinents pouvant avoir une incidence sur le profil de risque d'OPG;
f) les indicateurs de conformité liés aux activités de négociation, de gestion de la trésorerie et de gestion des combustibles d'OPG;
g) les rapports réguliers sur les programmes et la position d'OPG en matière de cybersécurité;
h) les rapports périodiques sur le programme d'assurance d'OPG.

8. *Évaluation du rendement du comité et des politiques du conseil d'administration*

En s'acquittant de ses responsabilités liées à l'évaluation du rendement du comité et des politiques du conseil d'administration, le comité :

a) effectue un examen et une évaluation annuels de son rendement, y compris une évaluation du caractère adéquat de sa charte et de sa conformité à cette dernière, conformément au processus d'évaluation approuvé par le conseil d'administration et en tenant compte de toutes les exigences légales et réglementaires applicables au comité ainsi que toutes les lignes directrices concernant les pratiques exemplaires recommandées par les organismes de réglementation auxquelles OPG se rapporte;

b) exerce la surveillance de la mise en œuvre des politiques suivantes du conseil d'administration, élabore les nouvelles politiques qu'il considère comme nécessaires et revoit ces politiques chaque année pour s'assurer qu'elles demeurent pertinentes :

i. Politique de délégation et d'exercice des pouvoirs
ii. Politique de communication de l'information
iii. Code de conduite professionnelle et code de conduite des fournisseurs
iv. Politique de gestion des risques de l'entreprise
v. Politique de cybersécurité

Organisation

Membres

Le comité d'audit et des risques se compose d'au moins trois administrateurs, comme déterminé par le conseil d'administration. Tous les membres du comité doivent être indépendants, au sens donné à ce terme par la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, et ne pas « être affiliés » à OPG.

Le conseil d'administration nomme les membres du comité et le président du comité une fois par année. Le conseil d'administration peut nommer un membre pour pourvoir un poste laissé vacant au sein du comité entre deux élections annuelles des administrateurs. En tout temps, le conseil d'administration peut destituer ou remplacer un membre du comité.

Si un membre du comité devient « affilié » à OPG, il peut demeurer membre du comité avec l'approbation du président du conseil d'administration, après consultation avec le secrétaire général.

En tant qu'« émetteur émergent », OPG est dispensée des exigences du *Règlement 52-110* en vertu desquelles les membres d'un comité d'audit doivent être indépendants et posséder des compétences financières. Toutefois, comme ces exigences sont intégrées dans les meilleures pratiques d'OPG, chaque membre du comité d'audit et des finances doit se conformer aux exigences en matière d'indépendance et de compétences financières aux termes des lois et règlements régissant les comités d'audit.

Selon son jugement, le conseil d'administration confirme que chaque membre du comité d'audit et des finances possède les compétences financières requises, conformément au *Règlement 52-110* et à son instruction générale.

Réunions

Le comité se réunit aussi souvent qu'il le juge nécessaire, mais au moins une fois par trimestre. Au cours des réunions trimestrielles, le comité tient des séances distinctes à huis clos avec les auditeurs externes, le chef de l'audit interne et la direction pour discuter de tout point qu'il juge pertinent d'aborder et fournir une tribune où toute question pertinente peut être soulevée.

L'avis de la date, de l'heure et du lieu de chaque réunion du comité est fourni à chaque membre du comité au moins 48 heures avant la réunion.

Le quorum pour les réunions est atteint lorsque la majorité des membres, soit au moins deux membres du comité, est présente. Durant une réunion, les pouvoirs du comité peuvent être exercés si cette majorité est atteinte, que les membres soient présents en personne, participent par téléphone ou tout autre médium électronique, ou soient représentés par une résolution signée par tous les membres habiles à voter. Chaque membre a droit à un vote dans le cadre des travaux du comité.

Le président du comité préside toutes les réunions du comité auxquelles il participe (en cas d'absence, désigne un autre membre du comité pour présider la réunion) et établit l'ordre du jour de chaque réunion du comité. L'ordre du

jour de chaque réunion du comité ainsi que tout autre document que le président considère comme nécessaire doivent être fournis à chaque membre du comité au moins 48 heures avant la réunion.

Les procès-verbaux des réunions du comité sont conservés et classés par le secrétaire du comité. Les procédures des réunions sont établies par le comité à moins d'indication contraire des règlements administratifs d'OPG, d'une résolution du conseil d'administration ou de la présente charte.

Le comité peut se réunir à huis clos (en l'absence de la direction) en tout temps au cours d'une réunion, conformément aux lignes directrices établies par le conseil d'administration sur le déroulement de séances à huis clos et la tenue des procès-verbaux de séances à huis clos.

Le comité peut inviter un administrateur, un dirigeant ou un employé d'OPG, un conseiller d'OPG ou toute autre personne à assister aux réunions du comité pour participer aux discussions sur les questions à l'étude par le comité.

Rapports

Le comité rend compte de ses activités et de ses actions au conseil d'administration et, lorsqu'il le juge nécessaire, formule des recommandations.

Le comité fournit tout rapport du comité d'audit et des risques afin qu'il soit intégré aux informations financières ou aux documents réglementés d'OPG, comme l'exigent les lois et règlements applicables, précisant notamment que le comité :

i) s'est entretenu avec la direction des états financiers audités et les a passés en revue;
ii) a soulevé toute question pertinente avec les auditeurs internes et externes;
iii) a reçu des auditeurs externes des informations concernant leur indépendance et s'est entretenu de ce point avec les auditeurs;
iv) a recommandé au conseil d'administration d'intégrer les états financiers audités au rapport annuel d'OPG.

Pouvoirs

Le comité d'audit et des risques a le pouvoir :

a) de mener ou d'autoriser des enquêtes portant sur toute question entrant dans le cadre de ses responsabilités;
b) d'établir et de verser la rémunération des conseillers embauchés par le comité;
c) de communiquer directement avec les auditeurs internes et externes.

Bien que le comité d'audit et des risques ait les responsabilités et les pouvoirs décrits dans la présente charte, il ne lui incombe pas de planifier ou d'effectuer les audits ou les évaluations de risques, ni de s'assurer que les états financiers d'OPG et les informations connexes sont complets, exacts et conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et, selon le cas, aux auditeurs externes.

Délégation des pouvoirs

Le comité ne peut pas déléguer ses responsabilités de surveillance. Il peut déléguer à un sous-comité, au chef de la direction ou à tout employé d'OPG l'autorité d'exercer un droit, un pouvoir ou une responsabilité qu'il peut avoir selon les modalités et les limites qu'il juge appropriées, pourvu que le sous-comité, le chef de la direction ou l'employé l'avise, par la suite, du droit, du pouvoir ou de la responsabilité qu'il a ainsi exercé.

Accès à la direction et à des conseillers externes

Le comité d'audit et des risques dispose d'un accès sans restriction aux membres de la direction et aux informations pertinentes.

Le comité d'audit et des risques a le pouvoir de retenir les services de conseillers juridiques, de comptables et d'autres conseillers dans le cadre d'une enquête, s'il le juge nécessaire pour l'exercice de ses fonctions.

Composition du comité d'audit et des risques

Au 4 mars 2016, le comité d'audit et des risques se composait de George Lewis (président), Elisabeth (Lisa) DeMarco, Peggy Gilmour, Brendan Hawley, Ira Kagan, Yezdi Pavri et Gerry Phillips. Tous les membres du comité sont indépendants et possèdent une expérience des enjeux d'affaires et financiers. Chaque membre possède une connaissance approfondie des contrôles internes et des procédures de présentation de l'information financière. Dans le cadre du Programme de formation continue à l'intention des administrateurs d'OPG, les membres du comité d'audit et des risques ont accès à des ressources pédagogiques externes et internes, notamment des séminaires et des cours, afin de maintenir ou d'améliorer leurs compétences financières.

Activités du comité d'audit et des risques en 2015

Comptables Professionnels Agréés du Canada (CPA Canada) et le Conseil canadien sur la reddition de comptes ont recommandé aux comités d'audit de procéder à une évaluation exhaustive du cabinet d'audit externe au moins tous les cinq ans. Au début de 2014, CPA Canada a publié des lignes directrices pour aider les comités d'audit à mettre en œuvre ces recommandations. En 2014, le comité d'audit et des finances a effectué sa première évaluation exhaustive de son auditeur externe, Ernst & Young (EY), pour la période de 2009 à 2013 à l'aide des lignes directrices et du format recommandés par CPA Canada. EY est l'auditeur externe d'OPG depuis la création d'OPG en 1999. EY fournit des services d'audit et des services liés à l'audit à OPG, y compris l'audit des états financiers consolidés annuels d'OPG, l'examen des états financiers trimestriels d'OPG et l'audit des états financiers des filiales consolidées d'OPG et d'autres informations financières.

Pour réaliser l'évaluation d'EY en 2015, le comité a tenu compte des renseignements fournis par la direction, par EY et par la fonction d'audit interne d'OPG. Le comité a évalué le rendement des auditeurs en s'appuyant sur les renseignements fournis par ces parties et sur leurs expériences individuelles. Les conclusions tirées de cette évaluation annuelle de 2015 ont été abordées au cours de la réunion du comité d'audit et des finances en août 2015. En effectuant l'évaluation, le comité a pris en compte des facteurs comme l'indépendance des auditeurs, la qualité de l'équipe de mission, notamment sa propre participation dans le processus de sélection de l'associé responsable de la mission d'EY, et l'efficacité de la communication entre EY et la Société. En conclusion, le comité s'est déclaré satisfait du rendement d'EY et a conclu qu'il était dans l'intérêt supérieur d'OPG de renouveler le mandat d'EY. En novembre 2015, le comité a donc recommandé au conseil d'administration de renouveler le mandat d'EY à titre d'auditeurs de la Société pour l'exercice 2016.

Honoraires pour les services des auditeurs externes

Les honoraires d'Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l. suivants ont été engagés par OPG :

(en milliers de dollars)	**2015**	**2014**
Honoraires d'audit	**1 967**	2 259
Honoraires pour services liés à l'audit	**615**	205
Autres honoraires[1]	**30**	15

[1] Comprennent les frais liés à l'abonnement à un outil en ligne de recherche en comptabilité et à la formation s'y rapportant.

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec :

Relations avec les investisseurs 416-592-6700

1-866-592-6700

investor.relations@opg.com

Relations avec les médias 416-592-4008

1-877-592-4008

www.opg.com

www.sedar.com

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION
À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La responsabilité à l'égard de la présentation et de la préparation des états financiers consolidés annuels et du rapport de gestion incombe à la direction d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »).

Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels. Le rapport de gestion a été préparé conformément aux exigences des autorités en valeurs mobilières, y compris le Règlement 51-102 des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et ses exigences publiées connexes.

Les états financiers consolidés et l'information figurant dans le rapport de gestion comprennent nécessairement des montants fondés sur un jugement éclairé et des estimations à l'égard des incidences attendues des événements et des opérations actuels compte tenu de leur importance. Un élément est jugé important s'il est prévu, de façon raisonnable, qu'il aura une incidence importante sur le bénéfice, les flux de trésorerie, la valeur d'un actif ou d'un passif ou la réputation de la Société. En outre, dans le cadre de la préparation de l'information financière, nous devons interpréter les exigences décrites plus haut, établir la pertinence des renseignements qui seront inclus et faire des estimations et poser des hypothèses qui influent sur l'information présentée. Le rapport de gestion comprend également des informations à l'égard de l'incidence des opérations et des événements actuels, des sources de trésorerie et de financement, des tendances d'exploitation, des risques et des incertitudes. Les résultats réels qui seront atteints peuvent différer de manière importante de notre évaluation actuelle de cette information, puisque les événements et les circonstances futurs pourraient ne pas se produire tel qu'il a été prévu.

Pour assumer notre responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, nous maintenons un système complet de contrôles internes et d'audit interne, y compris des contrôles organisationnels, des contrôles des procédures et des contrôles internes à l'égard de l'information financière, et nous nous fondons sur ce système. Notre système de contrôles internes comprend la communication écrite de nos politiques et procédures régissant la conduite des affaires et la gestion du risque, la planification d'ensemble de nos activités, la séparation efficace des tâches, la délégation des pouvoirs et la responsabilité personnelle, la sélection soigneuse et la formation du personnel, ainsi que des méthodes comptables, que nous mettons à jour régulièrement. Cette structure donne l'assurance de contrôles internes appropriés des opérations, des actifs et des registres comptables. Nous testons régulièrement les contrôles internes. Ces contrôles et ces tests sont établis dans le but de nous fournir l'assurance raisonnable que les registres financiers sont fiables aux fins de la préparation des états financiers et des autres informations financières, que les actifs sont protégés contre une utilisation ou une cession non autorisée, que les passifs sont constatés et que nous nous conformons à toutes les exigences réglementaires.

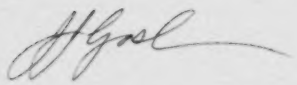
La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, est responsable du maintien de contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière. Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que toute l'information pertinente est recueillie puis communiquée à la haute direction, y compris au président et chef de la direction et au chef des finances, pour que des décisions appropriées soient prises en temps opportun concernant la communication de l'information. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière est conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers consolidés ont été établis selon les PCGR des États-Unis.

Une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG a été menée en date du 31 décembre 2015. Par conséquent, nous, en qualité de président et chef de la direction et de chef des finances

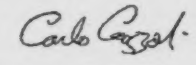
d'OPG, attesterons les documents d'information annuels d'OPG déposés auprès de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, attestation qui porte sur la conception et l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information et du contrôle interne à l'égard de l'information financière d'OPG.

Le conseil d'administration, se fondant sur les recommandations de son comité d'audit et des risques, procède à l'examen et à l'approbation des états financiers consolidés et du rapport de gestion, et supervise les responsabilités de la direction à l'égard de la présentation et de la préparation de l'information financière, du maintien de contrôles internes appropriés, de la gestion et du contrôle des principaux secteurs de risques financiers et de l'évaluation des opérations importantes et des opérations entre parties liées.

Les états financiers consolidés ont été audités par Ernst & Young s.r.l./s.e.n.c.r.l., auditeurs indépendants nommés par le conseil d'administration. Le rapport des auditeurs indépendants précise les responsabilités des auditeurs et l'étendue de leur audit et leur opinion sur les états financiers consolidés d'OPG. Les auditeurs indépendants, comme il a été confirmé par le comité d'audit et des risques, ont eu un accès direct et sans restriction au comité d'audit et des risques, avec et sans la présence des membres de la direction, pour discuter de l'audit et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière produite par OPG et à l'efficacité du système de contrôles internes.



Jeff Lyash (signé)
Président et chef de la direction



Carlo Crozzoli (signé)
Vice-président principal intérimaire, Chef des finances, des risques et de la stratégie

Le 4 mars 2016

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

À l'actionnaire d'Ontario Power Generation Inc.

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints d'Ontario Power Generation Inc., qui comprennent les bilans consolidés aux 31 décembre 2015 et 2014, et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des variations des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que des contrôles internes qu'elle considère comme nécessaires pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifiions et réalisions les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève du jugement des auditeurs, et notamment de leur évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les auditeurs prennent en considération les contrôles internes de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Ontario Power Generation Inc. aux 31 décembre 2015 et 2014, ainsi que de ses résultats d'exploitation et de ses flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Toronto, Canada
Le 4 mars 2016

Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L (signé)
Comptables professionnels agréés
Experts-comptables autorisés

ÉTATS DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars, sauf indication contraire)*	**2015**	**2014**
Revenus *(note 16)*	**5 476**	4 963
Charges liées au combustible *(note 16)*	**687**	641
Marge brute *(note 16)*	**4 789**	4 322
Charges *(note 16)*		
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	**2 783**	2 615
Amortissement *(note 4)*	**1 100**	754
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**895**	797
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(704)**	(714)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara *(note 3)*	**-**	77
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	**(39)**	(41)
Impôts fonciers	**45**	32
Restructuration	**6**	18
	4 086	3 538
Bénéfice avant autres pertes (revenus), intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**703**	784
Autres pertes (revenus) *(note 16)*	**14**	(3)
Bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**689**	787
Intérêts débiteurs, montant net *(note 7)*	**180**	80
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**509**	707
Charge d'impôts *(note 9)*	**92**	139
Bénéfice avant élément extraordinaire	**417**	568
Élément extraordinaire[1] *(note 3)*	**-**	243
Bénéfice net	**417**	811
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**402**	804
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	**15**	7
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire avant élément extraordinaire *(en dollars)*	**1,57**	2,19
Élément extraordinaire par action ordinaire (en dollars)	**-**	0,95
Bénéfice net de base et dilué par action ordinaire (en dollars)	**1,57**	3,14
Actions ordinaires en circulation (en millions)	**256,3**	256,3

[1] Attribuable exclusivement à l'actionnaire.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2015**	**2014**
Bénéfice net	**417**	811
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices *(note 10)*		
Comptabilisation du montant initial de l'actif réglementaire des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite lié aux centrales visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014[1]	-	184
Gain actuariel (perte actuarielle) et coûts des services passés lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite[2]	**148**	(35)
Reclassement dans le bénéfice net de montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite[3]	**18**	27
Perte nette sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[4]	**(5)**	(2)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie[5]	**16**	14
Autres éléments du résultat étendu	**177**	188
Résultat étendu	**594**	999
Résultat étendu attribuable à l'actionnaire	**579**	992
Résultat étendu attribuable à la participation sans contrôle	**15**	7

[1] Déduction faite de charges d'impôts respectivement de néant et 61 millions de dollars pour 2015 et 2014.
[2] Déduction faite de charges d'impôts de 49 millions de dollars et de recouvrements d'impôts de 12 millions de dollars respectivement pour 2015 et 2014.
[3] Déduction faite de charges d'impôts respectivement de 7 millions de dollars et 10 millions de dollars pour 2015 et 2014.
[4] Déduction faite de recouvrements d'impôts respectivement de 2 millions de dollars et 1 million de dollars pour 2015 et 2014.
[5] Déduction faite de charges d'impôts de 2 millions de dollars pour 2015 et 2014.

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2015**	**2014**
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	**417**	811
Ajustements pour les éléments hors caisse :		
Amortissement *(note 4)*	**1 100**	754
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**895**	797
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(704)**	(714)
Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**483**	460
Élément extraordinaire *(note 3)*	**-**	(243)
Impôts reportés et autres charges à payer	**23**	56
Réévaluation à la valeur de marché des instruments dérivés	**(218)**	(52)
Provision pour combustible nucléaire irradié et de faible activité et de moyenne activité	**117**	57
Actifs et passifs réglementaires	**141**	(45)
Provision pour le matériel et les fournitures	**28**	38
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara *(note 3)*	**-**	77
Divers	**19**	(2)
	2 301	1 994
Cotisations aux fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(143)**	(139)
Dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**(218)**	(212)
Remboursement des dépenses d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires *(note 8)*	**76**	77
Cotisations à la caisse de retraite et charge au titre des avantages complémentaires et des régimes de retraite complémentaires *(note 11)*	**(480)**	(473)
Dépenses de restructuration	**(16)**	(35)
Variation nette des autres actifs et passifs à long terme	**45**	9
Variation nette des soldes du fonds de roulement hors caisse *(note 17)*	**(100)**	212
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	**1 465**	1 433
Activités d'investissement		
Placement dans un billet de dépôt *(note 6)*	**(180)**	-
Produit tiré de la vente d'immobilisations corporelles, montant net	**3**	-
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels *(note 16)*	**(1 376)**	(1 545)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	**(1 553)**	(1 545)
Activités de financement		
Émission de titres d'emprunt à long terme *(note 6)*	**245**	200
Remboursement sur la dette à long terme *(note 6)*	**(503)**	(3)
Règlement de couvertures de flux de trésorerie	**(9)**	-
Distribution versée à la participation sans contrôle	**(16)**	(5)
Émission de billets à court terme *(note 7)*	**2 628**	3 332
Remboursement de billets à court terme *(note 7)*	**(2 403)**	(3 364)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	**(58)**	160
(Diminution) augmentation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(146)**	48
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	**610**	562
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	**464**	610

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2015**	**2014**
Actifs		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**464**	610
Montants à recevoir de parties liées *(note 18)*	**545**	482
Autres actifs à court terme *(note 6)*	**298**	136
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(notes 8 et 16)*	**15**	25
Stocks de combustible *(note 16)*	**344**	334
Matières et fournitures *(note 16)*	**96**	94
Actifs réglementaires *(note 5)*	**628**	167
	2 390	1 848
Immobilisations corporelles *(notes 4, 15 et 16)*	**29 469**	25 859
Moins : amortissement cumulé	**8 874**	8 266
	20 595	17 593
Actifs incorporels *(notes 4 et 16)*	**476**	432
Moins : amortissement cumulé	**378**	356
	98	76
Autres actifs		
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires *(notes 8 et 16)*	**15 121**	14 354
Matières et fournitures à long terme *(note 16)*	**337**	338
Actifs réglementaires *(note 5)*	**5 279**	7 024
Participations dans des entités sous influence notable *(note 19)*	**336**	348
Autres actifs à long terme *(note 6)*	**146**	64
	21 219	22 128
	44 302	41 645

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS

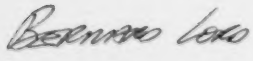
Aux 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2015**	**2014**
Passif		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer *(note 18)*	**1 228**	1 151
Dette à court terme *(note 7)*	**225**	-
Tranche des revenus constatés d'avance échéant à moins d'un an	**12**	12
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an *(note 6)*	**273**	503
Impôts sur les bénéfices à payer	**66**	24
Passifs réglementaires *(note 5)*	**26**	5
	1 830	1 695
Dette à long terme *(note 6)*	**5 199**	5 227
Autres passifs		
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires *(notes 8 et 16)*	**20 169**	17 028
Passifs au titre des régimes de retraite *(note 11)*	**2 597**	3 570
Passifs au titre des avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**3 085**	3 050
Créditeurs et charges à payer à long terme	**207**	529
Revenus constatés d'avance	**246**	212
Impôts reportés *(note 9)*	**890**	828
Passifs réglementaires *(note 5)*	**34**	39
	27 228	25 256
Capitaux propres		
Actions ordinaires *(note 14)*[1]	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis	**5 098**	4 696
Cumul des autres éléments du résultat étendu *(note 10)*	**(319)**	(496)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	**9 905**	9 326
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle *(note 21)*	**140**	141
Total des capitaux propres	**10 045**	9 467
	44 302	41 645

[1] Aux 31 décembre 2015 et 2014, il y avait 256 300 010 actions ordinaires en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars.

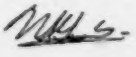
Engagements et éventualités *(notes 6, 9, 11, et 15)*

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration :



Bernard Lord (signé)
Président du conseil d'administration



M. George Lewis (signé)
Administrateur

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

Exercices clos les 31 décembre *(en millions de dollars)*	**2015**	**2014**
Actions ordinaires *(note 14)*	**5 126**	5 126
Bénéfices non répartis		
Solde au début de l'exercice	**4 696**	3 892
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire	**402**	804
Solde à la fin de l'exercice	**5 098**	4 696
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices *(note 10)*		
Solde au début de l'exercice	**(496)**	(684)
Autres éléments du résultat étendu	**177**	188
Solde à la fin de l'exercice	**(319)**	(496)
Capitaux propres attribuables à l'actionnaire	**9 905**	9 326
Capitaux propres attribuables à la participation sans contrôle *(note 21)*		
Solde au début de l'exercice	**141**	-
Apport en capital de la participation sans contrôle	**-**	141
Distribution versée à la participation sans contrôle	**(16)**	(7)
Bénéfice net attribuable à la participation sans contrôle	**15**	7
Solde à la fin de l'exercice	**140**	141
Total des capitaux propres	**10 045**	9 467

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014

1. DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Ontario Power Generation Inc. (« OPG » ou la « Société ») a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est une société en propriété exclusive de la province d'Ontario (la « Province » et l'« actionnaire »). OPG est une entreprise ontarienne dont la principale activité est la production et la vente d'électricité en Ontario.

2. MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés ont été dressés et sont présentés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR des États-Unis ») et conformément aux règles et aux règlements de la Securities and Exchange Commission des États-Unis pour les états financiers annuels, comme l'exige le *Règlement de l'Ontario 395/11*, dans sa version modifiée, en vertu de *la Loi sur l'administration financière* de l'Ontario, entré en vigueur le 1er janvier 2012.

Au cours du premier trimestre de 2014, OPG a obtenu une dispense de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario quant à l'application des exigences de l'article 3.2 du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables*. En vertu de cette dispense, OPG est autorisée à déposer des états financiers consolidés dressés selon les PCGR des États-Unis sans être un émetteur inscrit à la Securities and Exchange Commission des États-Unis, ou à offrir dans le public des émissions de titres d'emprunt. La dispense prendra fin à la première des éventualités suivantes :

- Le 1er janvier 2019.
- L'exercice ouvert après qu'OPG cessera d'exercer des activités assujetties à une réglementation des tarifs.
- La date d'entrée en vigueur imposée par l'International Accounting Standards Board pour l'application obligatoire d'une Norme internationale d'information financière propre aux entités dont les activités sont assujetties à une réglementation des tarifs.

Tous les montants en dollars sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire dans les tableaux. Certains montants comparatifs de 2014 ont été reclassés par rapport aux états financiers antérieurement présentés afin de les rendre conformes à la présentation des états financiers consolidés pour 2015.

3. RÉSUMÉ DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Consolidation

Les états financiers consolidés de la Société comprennent les comptes d'OPG et de ses filiales à participation majoritaire ainsi qu'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV ») dont OPG est le principal bénéficiaire. Tous les soldes et les opérations intersociétés importants ont été éliminés au moment de la consolidation.

Lorsqu'OPG ne détient pas le contrôle d'un placement, mais qu'elle exerce une influence notable sur les politiques d'exploitation et de financement d'une entité émettrice, la participation est comptabilisée à la valeur de consolidation. OPG et TransCanada Energy Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Portlands

Energy Centre (« PEC »), et OPG et ATCO Power Canada Ltd. sont copropriétaires de la centrale alimentée au gaz à cycle combiné Brighton Beach. OPG comptabilise sa participation de 50 % dans chacune de ces entités sous contrôle conjoint à la valeur de consolidation.

Entités à détenteurs de droits variables

OPG effectue des analyses constantes pour déterminer si elle détient des EDDV. Les EDDV desquelles OPG est réputée être le principal bénéficiaire sont consolidées. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a à la fois le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont le plus d'incidence sur son rendement économique et l'obligation d'absorber les pertes de l'entité qui pourraient éventuellement être importantes pour la Société. Dans les cas où OPG n'est pas réputée être le principal bénéficiaire, l'EDDV n'est pas comptabilisée dans les états financiers consolidés d'OPG.

En 2002, OPG et d'autres producteurs canadiens de déchets nucléaires ont constitué la Société de gestion des déchets nucléaires (« SGDN ») conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire* (« LDCN »). Le principal mandat à long terme de la SGDN est d'implanter une approche pour régler le problème de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. En plus de ce mandat, la SGDN fournit des services de gestion de projets pour le projet de dépôt géologique en profondeur des déchets nucléaires d'OPG en vue de la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité et d'autres services de gestion de la durée de vie des passifs nucléaires. OPG détient la majorité des droits de vote au conseil d'administration de la SGDN et au niveau des membres. Selon la LDCN, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire doivent mettre sur pied des fonds en fiducie et y verser des paiements en vue de la mise en œuvre d'un plan de gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. OPG fournit plus de 90 % du financement de la SGDN, essentiellement pour la conception et la mise en œuvre du plan canadien de gestion adaptative progressive visant la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. Ainsi, OPG devrait absorber la plupart des pertes prévues de la SGDN en assurant le financement futur au cas où il y aurait un manque à gagner. Par conséquent, OPG détient des droits variables dans la SGDN, dont elle est le principal bénéficiaire. Les montants applicables dans les comptes de la SGDN, après élimination de toutes les opérations intersociétés importantes, sont donc consolidés.

Utilisation des estimations de la direction

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants présentés des actifs et des passifs à la date des états financiers consolidés et sur les montants présentés des revenus et des charges pour les périodes de présentation de l'information financière. La direction évalue régulièrement ces estimations d'après les résultats passés, la conjoncture et les hypothèses jugées raisonnables au moment où elles sont faites, tout rajustement étant comptabilisé dans la période au cours de laquelle il survient. Des estimations importantes sont utilisées pour établir les soldes des obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, les impôts sur les bénéfices (y compris les impôts reportés), les éventualités, les actifs et les passifs réglementaires, l'évaluation des instruments dérivés et des placements dans des fonds distincts, la dotation aux amortissements et les stocks. Les montants réels pourraient grandement différer de ces estimations.

Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'argent en dépôt et les instruments du marché monétaire dont l'échéance est de moins de 90 jours à la date d'achat. Tous les autres titres du marché monétaire dont l'échéance est de plus de 90 jours, mais de moins d'un an à la date d'achat, sont comptabilisés à titre de placements à court terme et classés dans les actifs à court terme. Ces instruments sont évalués au coût ou à la valeur de marché, selon le moins élevé des deux montants.

Stocks

Les stocks, qui se composent de combustible et de matières et fournitures, sont évalués au coût ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants. Le coût est établi en fonction du coût moyen pondéré pour le stock de combustible et du coût moyen pour les matières et les fournitures.

Immobilisations corporelles, actifs incorporels et amortissement

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels sont comptabilisés au coût. Les frais d'intérêts engagés pendant la construction et l'aménagement sont capitalisés dans le coût de l'immobilisation en fonction du taux d'intérêt sur la dette à long terme d'OPG. Les dépenses associées au remplacement des principales composantes sont capitalisées.

Les taux d'amortissement utilisés pour les différentes catégories d'immobilisations sont fondés sur la durée de vie utile estimative des immobilisations. Les coûts d'enlèvement d'immobilisations qui, le cas échéant, n'ont pas fait l'objet d'une provision spécifique au cours de la période considérée ou des périodes antérieures sont imputés aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration au moment où ils sont engagés. Les frais de réparation et de maintenance sont également imputés aux résultats au moment où ils sont engagés.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sauf les ordinateurs et l'équipement de transport et de travail qui, pour la plupart, sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif. Les actifs incorporels, qui sont constitués des principaux logiciels d'application, sont amortis selon la méthode linéaire. Au 31 décembre 2015, les périodes d'amortissement des immobilisations corporelles et des actifs incorporels se présentaient comme suit :

Centrales nucléaires et principales composantes	de 15 à 74 ans[1]
Centrales thermiques et principales composantes	de 5 à 50 ans
Centrales hydroélectriques et principales composantes	de 10 à 100 ans
Installations d'administration et de service	de 10 à 50 ans
Ordinateurs et équipement de transport et de travail – amortissement dégressif	de 12 % à 40 % par année
Principaux logiciels d'application	5 ans
Matériel de service	de 5 à 10 ans

[1] Au 31 décembre 2015, aux fins de l'amortissement, les fins de vie des centrales nucléaires Darlington, Pickering, Bruce A et Bruce B se situaient entre 2020 et 2061. Les principales composantes sont amorties sur la durée de vie de la centrale ou sur la durée de vie des composantes, selon la plus courte des durées.

Dépréciation d'actifs

Les actifs à long terme sont soumis à un test de dépréciation chaque fois que des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable. Le test se fonde sur la présence d'indications de dépréciation comme l'avantage économique futur des actifs et les conditions externes du marché. La valeur comptable nette des actifs est considérée être dépréciée si elle excède la somme des flux de trésorerie estimatifs non actualisés qui devraient être tirés de l'utilisation des actifs et de leur cession éventuelle. Si la somme des flux de trésorerie futurs prévus non actualisés est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur. La juste valeur est établie à partir des flux de trésorerie actualisés prévus si les cours du marché ne sont pas disponibles. La dépréciation est comptabilisée en résultats dans la période où elle est établie.

La valeur comptable des placements comptabilisés à la valeur de consolidation est soumise chaque année à un test pour détecter la présence de toute indication de dépréciation. S'il y a eu dépréciation et que celle-ci est durable, une perte de valeur est constatée. Cette perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur du placement.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

La *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie* de l'Ontario et le *Règlement de l'Ontario 53/05* font en sorte qu'OPG reçoit des tarifs réglementés pour l'électricité produite par les centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les centrales R.H. Saunders, les 48 centrales hydroélectriques qui ont été visées par une réglementation des tarifs en 2014 et les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Les tarifs réglementés d'OPG pour ces installations sont établis par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »).

La CEO est une société d'État autofinancée. Son mandat et son autorité lui sont conférés par la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, la *Loi de 1998 sur l'électricité* et bon nombre d'autres lois provinciales. La CEO est un tribunal indépendant quasi judiciaire qui rend des comptes à l'organe législatif de la Province par l'intermédiaire du ministre de l'Énergie. Elle régit les intervenants du marché dans les secteurs du gaz naturel et de l'électricité de l'Ontario. La CEO exerce ses fonctions de régie au moyen d'audiences publiques et d'autres instances moins officielles comme des consultations.

Les PCGR des États-Unis reconnaissent qu'une réglementation des tarifs peut donner lieu à des avantages et à des obligations économiques dont le recouvrement auprès des clients ou le remboursement à ces derniers sont exigés par l'organisme réglementaire. Lorsque la Société a une assurance suffisante que les coûts engagés relatifs aux centrales réglementées seront recouvrés dans l'avenir, ces coûts peuvent être reportés et comptabilisés comme un actif réglementaire. Lorsque la Société devra rembourser aux clients dans l'avenir des sommes relatives aux centrales réglementées, y compris des sommes liées à des coûts qui n'ont pas été engagés et dont la CEO a prévu le recouvrement au moyen des tarifs réglementés, elle comptabilisera un passif réglementaire.

Certains des actifs et passifs réglementaires comptabilisés par la Société ont trait à des comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*. Généralement, ces comptes d'écarts comprennent les écarts entre les coûts et les revenus réels par rapport aux montants prévus correspondants qui ont été approuvés par la CEO au moment de l'établissement des tarifs réglementés, ou tiennent compte de l'incidence des éléments qui ne sont pas reflétés dans les tarifs réglementés qui ont été approuvés. L'évaluation de ces actifs et passifs réglementaires est tributaire de certaines estimations et hypothèses, y compris des hypothèses posées relativement à l'interprétation du *Règlement de l'Ontario 53/05* et des décisions de la CEO. Les estimations faites et les hypothèses posées relativement à l'interprétation du règlement et des décisions de la CEO sont examinées dans le cadre du processus réglementaire de la CEO.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report dont l'inclusion dans les tarifs réglementés est approuvée par la CEO sont amortis sur les périodes de recouvrement ou de remboursement approuvées. Les soldes rejetés sont imputés aux résultats au cours de la période où la décision de la CEO est rendue.

Les soldes d'actifs et de passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report approuvés par la CEO sont classés dans les actifs à court terme ou les passifs à court terme s'il est prévu que leur recouvrement auprès des clients ou leur remboursement à ces derniers aura lieu dans les douze mois suivant la fin de la période de présentation de l'information financière, en fonction des périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées par la CEO. Tous les autres soldes d'actifs et de passifs réglementaires sont classés comme actifs ou passifs à long terme dans les bilans consolidés.

Outre les actifs et passifs réglementaires dans les comptes d'écarts et de report, OPG comptabilise des actifs et des passifs réglementaires pour les montants non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts reportés, afin de refléter les montants qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Il existe des incertitudes relatives à l'évaluation de ces soldes en raison des hypothèses posées pour le calcul des obligations au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite et des impôts attribués aux installations réglementées.

Les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu reflètent l'utilisation de la méthode de la comptabilité d'engagement par la CEO depuis le 1er avril 2008 pour le calcul des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite intégrés dans les tarifs réglementés approuvés pour OPG. Les coûts correspondants sont établis selon la même méthode dans les états financiers consolidés d'OPG. Par conséquent, les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui sont constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu n'ont pas été reflétés dans les tarifs réglementés avant leur reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu et leur comptabilisation comme composantes de l'amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. L'actif réglementaire est contrepassé, au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme composantes du coût des avantages.

Pour établir les tarifs réglementés d'OPG entrés en vigueur le 1er novembre 2014, la CEO a limité les montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite utilisés dans le calcul des besoins en revenus approuvés, aux dépenses au comptant de la Société pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite se rapportant aux activités à tarifs réglementés. De l'opinion de la Société, cette décision de la CEO ne constitue pas un changement dans la méthode de recouvrement, au moyen des tarifs, des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG. Cette opinion se fonde sur le fait que la CEO a instauré un compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement par suite de sa décision de novembre 2014, comme décrit ci-dessous, et sur la prévision de la CEO, dans cette décision, que l'abandon de la comptabilité d'engagement pour les recouvrements d'OPG, le cas échéant, sera abordé dans le cadre d'une instance tarifaire future sur OPG, compte tenu du résultat d'une future instance générale à l'égard d'OPG portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Par conséquent, la Société continue de penser qu'il y a une probabilité suffisante que les montants non amortis relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite qui n'ont pas encore été reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu seront inclus dans les tarifs réglementés futurs ou dans un compte d'écarts ou de report autorisé par la CEO lorsqu'ils seront comptabilisés dans les coûts des avantages. Par conséquent, la Société a continué de comptabiliser un actif réglementaire pour ces montants non amortis et a également comptabilisé un actif réglementaire pour le solde du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, lequel comprend l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement, et les dépenses au comptant réelles correspondantes pour ces régimes. En mai 2015, la CEO a amorcé un processus de consultation devant mener à l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts. OPG participe au processus de consultation qui est en cours.

Si, au cours d'une instance future, la CEO décidait d'un changement de méthode pour le recouvrement des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG, OPG pourrait devoir ajuster les actifs réglementaires au titre des montants relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite non amortis qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et au titre du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement.

Se reporter aux notes 5, 8, 9 et 11 des présents états financiers consolidés pour des renseignements additionnels sur les décisions de la CEO, les actifs et passifs réglementaires et la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Constatation des revenus

La production d'électricité d'OPG est entièrement vendue sur le marché de l'énergie au comptant en temps réel qui est administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE »). Les revenus sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est générée et mesurée à la SIERE.

Constatation des revenus – Production réglementée

Les revenus tirés de l'énergie produite par les centrales réglementées d'OPG sont fondés sur des tarifs réglementés établis par la CEO qui comprennent actuellement un tarif réglementé de base et des avenants tarifaires portant sur le recouvrement ou le remboursement des soldes approuvés des comptes d'écarts et de report.

Le tarif réglementé de base en vigueur en 2015 et 2014 a été établi par la CEO au moyen d'une méthode fondée sur une prévision sur deux ans du coût du service en fonction des besoins de revenus en tenant compte des prévisions des coûts de production et des charges d'exploitation des centrales réglementées, et d'un rendement de la base tarifaire. La base tarifaire est un concept réglementaire qui, pour OPG, représente le niveau net moyen des investissements dans des immobilisations corporelles et des actifs incorporels réglementés et une provision pour le fonds de roulement. Les revenus tirés des centrales hydroélectriques réglementées font aussi l'objet d'un mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité approuvé par la CEO. Ce mécanisme prévoit une tarification incitative pour encourager OPG à faire passer la production hydroélectrique des plages horaires à bas prix de marché aux plages horaires à fort prix de marché, réduisant ainsi les coûts globaux pour les clients.

Les avenants tarifaires en vigueur au cours de 2015 comprennent ceux que la CEO a établis en 2014, ainsi que les tarifs réglementés de base en vigueur depuis le 1er novembre 2014, et ceux qui ont été autorisés par la CEO en 2015 par suite de la demande d'OPG visant le recouvrement des soldes au 31 décembre 2014 de la plupart des comptes d'écarts et de report réglementés autorisés. Les avenants tarifaires en vigueur au cours de 2014 ont été établis par la CEO en 2013 par suite de la demande d'OPG visant le recouvrement des soldes au 31 décembre 2012 de la plupart des comptes d'écarts et de report autorisés. Les comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO sont présentés à la note 5 des présents états financiers consolidés.

Constatation des revenus – Production non réglementée et revenus divers

L'électricité produite par les actifs non réglementés d'OPG reçoit le prix du marché au comptant de l'électricité de l'Ontario, sauf lorsqu'une convention d'approvisionnement en énergie (« CAE ») conclue avec la SIERE ou une autre convention contractuelle est en vigueur. Au 31 décembre 2015, la plupart des actifs d'exploitation non réglementés d'OPG faisaient l'objet d'une CAE. Les revenus tirés des centrales qui sont visés par une CAE sont comptabilisés conformément aux modalités du contrat. Avec prise d'effet le 1er janvier 2015, l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a fusionné avec la SIERE. La nouvelle entité poursuit ses activités sous la dénomination de Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité. Ainsi, la SIERE se substitue à l'OEO en tant que contrepartie aux CAE ou à d'autres conventions conclues auparavant avec l'OEO.

En outre, OPG vend et achète de l'électricité sur les marchés interconnectés des provinces canadiennes avoisinantes et dans les régions du nord-est et du Midwest des États-Unis. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures figurent aux bilans consolidés à la valeur de marché, les gains et les pertes étant constatés dans les états des résultats consolidés. Les gains et les pertes sur contrats de négociation d'énergie (y compris ceux qui seront réglés physiquement) sont présentés au montant net dans les états des résultats consolidés. Ainsi, des achats d'électricité de 75 millions de dollars ont été déduits des revenus en 2015 (131 millions de dollars en 2014).

OPG tire ses revenus autres qu'énergétiques d'un contrat de location-exploitation et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power L.P. (« Bruce Power ») qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent des revenus locatifs et des revenus tirés des ventes d'eau lourde, des services de détritiation et des services de gestion des déchets. Les revenus nets d'OPG tirés de la location des centrales Bruce et des ententes connexes, y compris une partie des ventes d'eau lourde, sont passés au crédit des clients et diminuent ainsi les tarifs réglementés sur la production des centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG. Les paiements minimums au titre de la location sont portés en résultats linéairement sur la durée du contrat de location.

De plus, les revenus autres qu'énergétiques englobent les revenus tirés de la vente d'isotopes, des locations immobilières et d'autres services. Les revenus tirés de ces activités sont constatés dès lors que les services sont complètement rendus ou que les produits sont livrés.

Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires

OPG constate des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations corporelles relativement à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires, actualisées pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. OPG estime le montant et le calendrier des décaissements futurs liés à ces activités en fonction des plans d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires. Les passifs sont d'abord constatés à leur juste valeur estimative, fondée sur la valeur actualisée des coûts que l'on prévoit engager.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires (les « passifs nucléaires ») sont augmentés régulièrement du montant de la valeur actualisée de la tranche additionnelle (variable) des coûts relatifs aux déchets nucléaires produits chaque année, par imputation aux charges d'exploitation. Les charges variables liées aux déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité sont imputées aux charges d'exploitation, de maintenance et d'administration. Les charges variables relatives à l'évacuation et au stockage du combustible nucléaire irradié sont imputées aux charges liées au combustible. Les passifs peuvent être ajustés pour refléter la variation des montants estimatifs ou la modification du calendrier des flux de trésorerie futurs sous-jacents, et toute variation des coûts de mise hors service d'immobilisations qui en découle est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations connexes. Une réévaluation complète de toutes les hypothèses sous-jacentes et de toutes les estimations des coûts de base est effectuée régulièrement pour les passifs nucléaires. Toute variation des passifs nucléaires en raison de nouvelles hypothèses ou estimations ayant une incidence sur le montant ou le calendrier des flux de trésorerie non actualisés estimatifs initiaux est enregistré à titre d'ajustement des passifs, et la variation correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations est capitalisée dans la valeur comptable des immobilisations nucléaires. Au règlement des passifs, un gain ou une perte serait constaté.

La désactualisation découle du fait que les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires sont présentés à leur valeur actualisée nette. La charge de désactualisation correspond à l'augmentation de la valeur comptable des passifs attribuable au passage du temps.

Le coût de mise hors service d'immobilisations est capitalisé par augmentation de la valeur comptable des immobilisations connexes. Le coût capitalisé est amorti sur la durée de service résiduelle des immobilisations connexes et inclus dans la dotation aux amortissements.

OPG n'a aucune obligation légale à l'égard du déclassement de ses installations hydroélectriques, et les coûts pour ce type d'installations ne peuvent pas faire l'objet d'une estimation raisonnable étant donné leur longue durée de vie utile. Compte tenu des efforts déployés pour la maintenance ou la reconstruction, il est présumé que les structures de contrôle des débits d'eau seront utilisées dans un avenir prévisible. Donc, OPG n'a constaté aucun passif lié au déclassement de ses installations hydroélectriques.

Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires

Conformément à l'accord en vertu de l'Ontario Nuclear Funds Agreement (« ONFA ») conclu entre OPG et la Province, OPG a établi un fonds distinct pour combustible irradié (le « Fonds pour combustible irradié ») et un fonds

distinct de déclassement (le « Fonds de déclassement ») (collectivement, les « Fonds nucléaires »). Le Fonds pour combustible irradié vise à financer les dépenses liées à la gestion à long terme des grappes de combustible nucléaire irradié radioactif, tandis que le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs de l'enlèvement des immobilisations nucléaires, la gestion à long terme des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité et certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales nucléaires. OPG conserve les Fonds nucléaires dans des comptes de garde en mains tierces qui sont distincts du reste de ses actifs.

Les placements d'OPG dans les Fonds nucléaires et les montants correspondants dus à la Province ou à recevoir de celle-ci sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les Fonds nucléaires sont évalués à la juste valeur selon le cours acheteur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe sous-jacents et, dans le cas des portefeuilles de placements non traditionnels, à l'aide des techniques d'évaluation présentées à la note 13 des présents états financiers consolidés, les gains et les pertes réalisés et latents étant comptabilisés dans les états des résultats consolidés d'OPG.

Dérivés

Tous les dérivés, y compris les dérivés incorporés qui doivent être comptabilisés de manière distincte, sont habituellement classés comme détenus à des fins de transaction et comptabilisés à la juste valeur dans les bilans consolidés. Les coûts de transaction des instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont imputés aux résultats à mesure qu'ils sont engagés.

Les dérivés sont admissibles à la comptabilité de couverture s'ils respectent des exigences de documentation rigoureuses, et l'instrument dérivé désigné comme couverture devrait couvrir efficacement le risque cerné pendant toute la durée de l'élément de couverture. Au moment de la mise en place d'une relation de couverture, OPG documente la relation existant entre l'instrument de couverture et l'élément couvert, son objectif de gestion des risques et sa stratégie de couverture. Une évaluation documentée est effectuée, d'abord au moment de la mise en place de la couverture, puis de manière continue, pour déterminer si les dérivés utilisés dans les opérations de couverture sont très efficaces ou non pour compenser les variations attribuables aux risques couverts des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts.

Tous les contrats dérivés qui ne sont pas désignés comme couvertures sont constatés aux bilans consolidés comme des actifs ou des passifs dérivés, à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Se reporter à la note 12 qui traite des risques auxquels OPG s'expose et des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition d'OPG aux risques.

Évaluations à la juste valeur

La juste valeur est le prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction régulière conclue dans des conditions de concurrence normale entre des intervenants du marché à la date d'évaluation. Les évaluations à la juste valeur sont nécessaires pour refléter les hypothèses que les intervenants du marché utiliseraient pour établir le prix d'un actif ou d'un passif en fonction des meilleures informations disponibles. Ces hypothèses comprennent les risques inhérents à une technique d'évaluation en particulier, comme un modèle d'évaluation, et les risques inhérents aux données utilisées dans le modèle. OPG emploie une hiérarchie des justes valeurs qui classe les actifs et les passifs dans trois niveaux en fonction de l'objectivité relative des données employées pour évaluer les justes valeurs, le niveau 1 correspondant au degré d'objectivité le plus élevé. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation sur les évaluations à la juste valeur et sur la hiérarchie des justes valeurs.

Recherche et développement

Les frais de recherche et de développement sont passés en charges au moment où ils sont engagés. Les frais de recherche et de développement engagés pour régler des obligations à long terme, comme les passifs nucléaires, pour lesquels des provisions spécifiques existent déjà, sont imputés au passif correspondant.

Contrats de location

Aux fins de la présentation de l'information financière, les contrats de location sont évalués et classés comme contrats de location-exploitation ou comme contrats de location-acquisition. Les contrats de location-acquisition, qui ont pour effet de transférer pratiquement tous les risques et avantages inhérents à la propriété du bien loué, sont portés au bilan, au commencement du contrat, à la juste valeur du bien loué ou, si elle est moins élevée, à la valeur actualisée des paiements minimums au titre de la location. Les contrats de location-acquisition sont amortis sur la durée de vie utile estimative de l'actif ou sur la durée du contrat, selon la plus courte des deux.

Les contrats de location qui font en sorte que le bailleur conserve la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif sont classés comme des contrats de location-exploitation. Les paiements effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, sont comptabilisés à titre de charges à l'état des résultats consolidé de manière linéaire sur la durée du contrat de location. Lorsque le montant des charges locatives comptabilisées diffère des paiements réels effectués dans le cadre d'un contrat de location-exploitation, sauf les loyers conditionnels, l'écart est constaté d'avance et présenté aux bilans consolidés dans les actifs ou les passifs.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi offerts par OPG se composent d'un régime de retraite agréé contributif à prestations déterminées, d'un régime de retraite complémentaire à prestations déterminées et des avantages complémentaires de retraite, qui comprennent une assurance-vie collective et une assurance de soins de santé, ainsi qu'une assurance en cas d'invalidité prolongée. Des avantages postérieurs à l'emploi sont aussi offerts par la SGDN, qui est consolidée dans les résultats financiers d'OPG. À moins d'indication contraire, l'information sur les programmes d'avantages postérieurs à l'emploi de la Société est présentée sur une base consolidée.

OPG constate ses obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite conformément aux PCGR des États-Unis. Les obligations au titre des coûts des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont établies selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services. L'obligation au titre des prestations d'invalidité prolongée est calculée au moyen de la méthode de répartition des prestations selon une capitalisation à l'échéance. Les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite dépendent de divers facteurs dont les taux d'intérêt, les ajustements provenant de modifications des régimes, les hypothèses démographiques, les gains ou les pertes actuariels, les échelons salariaux, l'inflation et les hypothèses sur la hausse des coûts des soins de santé. Les coûts et les obligations liés aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont déterminés chaque année par des actuaires indépendants, à partir des meilleures hypothèses de la direction.

Les hypothèses sont des intrants importants des modèles actuariels qui évaluent les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite et leur incidence connexe sur l'exploitation. Le taux d'actualisation, l'inflation et les changements de la masse salariale sont trois hypothèses cruciales utilisées dans le calcul du coût et des obligations relatifs aux prestations. En outre, le taux de rendement prévu des actifs des régimes est une hypothèse importante dans l'établissement des coûts des régimes de retraite agréés. Ces hypothèses, de même que d'autres hypothèses touchant des facteurs démographiques comme l'âge à la retraite, le taux de mortalité et le taux de roulement du personnel, sont réévaluées régulièrement par la direction de concert avec des actuaires indépendants. Au cours du processus d'évaluation, les hypothèses sont mises à jour pour refléter l'historique et les prévisions. Les résultats réels pour tout exercice différeront souvent des hypothèses

actuarielles en raison de facteurs économiques et autres. Selon les PCGR des États-Unis, l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts sur les obligations au titre des prestations respectives est cumulée et amortie sur les périodes futures pour les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite, et l'incidence de ces réévaluations et de ces écarts est immédiatement comptabilisée comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés pour les prestations d'invalidité prolongée.

Les taux d'actualisation, qui sont représentatifs du rendement d'obligations de sociétés notées AA, sont utilisés pour calculer la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs prévus à la date d'évaluation afin d'établir les obligations au titre des prestations projetées pour les régimes d'avantages sociaux de la Société. Un taux d'actualisation moins élevé se traduit par une augmentation des obligations au titre des prestations et des coûts des avantages. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes est fondé sur la répartition des actifs de la caisse de retraite, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Un taux de rendement prévu moins élevé des actifs des régimes fait augmenter les coûts des régimes de retraite.

Les actifs de la caisse de retraite se composent de titres de capitaux propres, de titres d'emprunt de gouvernements et de sociétés, de fonds groupés, de placements dans des biens immobiliers et des infrastructures et d'autres placements. Ces actifs sont gérés par des gestionnaires de portefeuille professionnels. La caisse de retraite n'investit pas dans les titres de capitaux propres ou les titres d'emprunt émis par OPG. Les actifs de la caisse de retraite sont évalués à des valeurs liées au marché afin d'établir l'amortissement des gains ou des pertes actuariels et le rendement prévu des actifs des régimes. Une valeur liée au marché tient compte des gains et des pertes découlant des titres de capitaux propres à un taux de rendement réel présumé de 6 % sur une période de cinq ans.

Les coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprennent le coût des prestations au titre des services rendus pour l'exercice, les intérêts débiteurs sur les obligations, le rendement prévu des actifs des régimes de retraite, les ajustements liés aux modifications des régimes et les ajustements liés aux gains et aux pertes actuariels, qui découlent de modifications des hypothèses, et les gains et pertes actuariels. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime correspondant jusqu'à la pleine admissibilité. Les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés résultant des modifications aux prestations en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés. En raison de la nature à long terme des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, l'excédent du gain net cumulatif non amorti (ou de la perte nette cumulative non amortie) sur 10 % de l'obligation au titre des prestations ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes de retraite (le « corridor »), si ce montant est supérieur, est amorti sur la durée résiduelle moyenne estimative d'activité des salariés couverts par le régime, soit la période pendant laquelle la Société devrait réaliser des avantages économiques connexes. Les gains ou les pertes actuariels liés à l'assurance en cas d'invalidité prolongée sont immédiatement comptabilisés comme coûts des avantages complémentaires de retraite dans la période où ils sont engagés.

OPG présente aux bilans consolidés la situation de capitalisation de ses régimes à prestations déterminées. La situation de capitalisation est évaluée comme la différence entre la juste valeur des actifs des régimes et l'obligation au titre des prestations pour chaque régime.

Les gains ou les pertes actuariels et les coûts ou les crédits des prestations au titre des services passés qui surviennent au cours de l'exercice et qui ne sont pas comptabilisés immédiatement à titre de composantes du coût des prestations sont comptabilisés comme des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices. Ces montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont par la suite reclassés et comptabilisés comme coûts au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, comme mentionné plus haut.

OPG comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire pour la partie des ajustements au cumul des autres éléments du résultat étendu qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés afin de tenir compte du recouvrement ou du remboursement prévu de ces montants dans les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle. Pour la partie recouvrable ou remboursable qui est attribuable aux activités à tarifs réglementés, OPG comptabilise une variation correspondante de l'actif ou du passif réglementaire pour refléter le montant des augmentations ou des diminutions des autres éléments du résultat étendu et les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu reclassés dans le coût des prestations au cours de la période.

Lorsque la constatation d'une mutation d'employés et du transfert des avantages sociaux connexes se traduit par une compression de régime et par un règlement des obligations, la compression est comptabilisée avant le règlement. On désigne par « compression » la perte du droit par les employés de constituer des prestations futures dans le cadre du régime. On entend par « règlement » l'acquittement d'une obligation au titre des prestations d'un régime.

Impôts sur les bénéfices et crédits d'impôt à l'investissement

OPG est exonérée de l'impôt en vertu de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada). Toutefois, en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, OPG est tenue de verser à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (« SFIEO ») des paiements en remplacement de l'impôt sur les bénéfices des sociétés. Ces paiements sont calculés conformément aux dispositions de la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) et de la *Loi de 2007 sur les impôts (Ontario)* dans sa version modifiée par la *Loi de 1998 sur l'électricité* et les règlements connexes. OPG verse donc des impôts d'un montant semblable au montant qu'elle devrait verser en vertu des lois fiscales fédérale et provinciale.

Les activités d'OPG sont complexes, et le calcul de la charge fiscale nécessite l'interprétation des divers lois et règlements relatifs à l'impôt. OPG a pris certaines positions à l'égard du calcul de sa charge fiscale. Ces positions en matière de déclaration de revenus pourraient être contestées par suite d'un contrôle fiscal, et certaines pourraient même être refusées, ce qui pourrait donner lieu à une modification importante de la charge fiscale d'OPG en cas de nouvelle cotisation.

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. Selon la méthode axée sur le bilan, les actifs et les passifs d'impôts reportés sont établis selon les écarts entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales des actifs et des passifs. Les montants reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur et selon les lois qui seront en vigueur au cours des exercices où les écarts temporaires devraient se résorber ou se régler. L'incidence d'une modification du taux d'imposition sur les actifs et les passifs d'impôts reportés est imputée aux résultats dans la période où la modification entre en vigueur.

Si la direction établit qu'il est plus probable qu'improbable qu'une partie ou la totalité de l'actif d'impôts reportés ne pourra être réalisée, une provision pour moins-value est comptabilisée pour ramener le solde au montant qui devrait se réaliser.

OPG constate les impôts reportés associés à ses activités réglementées et comptabilise un actif ou un passif réglementaire compensatoire au titre des impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs imposés à la clientèle.

Les économies d'impôts liées aux positions fiscales prises, ou devant être prises, dans une déclaration de revenus et les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisées seulement lorsque le seuil « plus probable qu'improbable » est atteint. Les économies d'impôts et les crédits d'impôt à l'investissement sont mesurés en fonction du montant le plus élevé dont la probabilité qu'il soit réalisé lors du règlement est supérieure à 50 %.

Les crédits d'impôt à l'investissement sont comptabilisés en réduction de la charge d'impôts. OPG classe les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts.

Modifications de méthodes et d'estimations comptables

Durées de vie utile des actifs nucléaires à long terme

Les hypothèses comptables ayant trait aux dates de fin de vie estimatives pour les actifs à long terme font largement appel au jugement de la direction, y compris la prise en compte de divers facteurs technologiques et autres. Les hypothèses de fin de vie des centrales ont également une incidence sur l'évaluation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations d'OPG ainsi que d'autres hypothèses comptables connexes. OPG examine régulièrement les hypothèses sur la durée de vie utile de ses centrales.

En décembre 2015, OPG a examiné les hypothèses comptables concernant les durées de vie utile estimatives de ses centrales nucléaires. Avec prise d'effet le 31 décembre 2015 :

- Les durées de vie utile moyennes des centrales Bruce A et Bruce B ont été prolongées, passant de 2048 à 2052 et de 2019 à 2061 respectivement, pour tenir compte des dates de fin de vie estimatives figurant dans la mise à jour de la convention de remise en état conclue entre la SIERE et Bruce Power, qui a été annoncée en décembre 2015.
- La durée de vie utile moyenne de la centrale Darlington a été prolongée d'un an, soit jusqu'en 2052, pour tenir compte de l'approbation du calendrier de remise en état en 2015.
- La durée de vie utile moyenne de la centrale Pickering a été prolongée de moins d'un an, ce qui rend compte de l'assurance technique que chacune des six unités de la centrale sera en activité jusqu'à la fin de 2020.

Pour refléter les changements susmentionnés, OPG a comptabilisé une augmentation totalisant 2 330 millions de dollars dans les passifs nucléaires et une augmentation correspondante dans les coûts de mise hors service d'immobilisations connexes capitalisés dans les immobilisations corporelles, en date du 31 décembre 2015. Ces augmentations sont principalement attribuables aux changements des durées de vie estimatives des centrales nucléaires Bruce. Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations nucléaires associées aux centrales Pickering et Darlington ont subi l'incidence des changements apportés aux durées de vie utile des centrales Bruce, les coûts des programmes de gestion des déchets de l'ensemble du parc de centrales étant partagés par toutes les centrales nucléaires d'OPG d'après le volume de combustible irradié et le volume de déchets nucléaires. Pour faire suite aux changements de dates de fin de vie des centrales nucléaires Bruce et aux modifications apportées au contrat de location conclu entre OPG et Bruce Power (le « contrat de location des centrales Bruce ») en décembre 2015, la durée du contrat de location a également été prorogée, à des fins comptables, afin de la coordonner avec les plans de remise en état des centrales.

Les changements susmentionnés apportés aux hypothèses de fin de vie des centrales devraient faire diminuer la dotation aux amortissements totale d'environ 35 millions de dollars en 2016, et faire augmenter la charge de désactualisation d'environ 75 millions de dollars en 2016. Le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce existant et le nouveau compte de report proposé dans la demande d'OPG déposée en décembre 2015 auprès de la CEO, et mentionnée ci-dessus, devraient largement compenser ces effets. Le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce comprend les écarts entre les revenus et les coûts d'OPG liés aux centrales nucléaires Bruce et les prévisions correspondantes qui sont incluses dans les tarifs réglementés pour la production nucléaire approuvés par la CEO.

En décembre 2015, comme exigé par les décisions et ordonnances antérieures de la CEO, OPG a déposé auprès de la CEO une demande sollicitant une ordonnance comptable créant un nouveau compte de report pour y consigner, à compter du 1er janvier 2016, l'incidence sur les besoins de revenus des centrales nucléaires visées par règlement qu'auront les variations des passifs nucléaires et de la dotation aux amortissements par suite des changements de dates de fin de vie des centrales nucléaires entrés en vigueur le 31 décembre 2015. En janvier 2016, la CEO a rendu une ordonnance créant provisoirement le compte sollicité afin de permettre à OPG de commencer à y consigner des montants dès janvier 2016. La décision finale de la CEO est attendue plus tard en 2016.

Incidence de la réglementation des tarifs appliquée aux centrales hydroélectriques nouvellement réglementées et des décisions de la CEO

En raison de l'application, ayant pris effet en 2014, de la réglementation tarifaire à 48 centrales hydroélectriques auparavant non réglementées, OPG a comptabilisé des actifs réglementaires pour les impôts reportés et des montants non amortis dans le cumul des autres éléments du résultat étendu pour les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite. L'augmentation des actifs réglementaires pour les impôts reportés s'est soldée par un gain extraordinaire de 243 millions de dollars comptabilisé dans l'état des résultats consolidé de 2014. La comptabilisation des actifs réglementaires initiaux pour les obligations au titre des prestations de retraite constituées et des avantages complémentaires de retraite a entraîné une hausse de 184 millions de dollars des autres éléments du résultat étendu, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 61 millions de dollars.

La décision de la CEO à l'égard de la demande de nouveaux tarifs réglementés présentée par OPG en septembre 2013 a été rendue en novembre 2014, suivie d'une ordonnance rendue par la CEO en décembre 2014 établissant de nouveaux tarifs réglementés pour ces installations à compter du 1er novembre 2014. Dans sa décision et son ordonnance, la CEO a aussi approuvé l'ajout de 1 365 millions de dollars à la base tarifaire réglementée en raison de l'achèvement du tunnel de Niagara et de l'ajout de sa capacité en service en mars 2013. Le montant approuvé qui a été ajouté à la base tarifaire était inférieur au coût des immobilisations, ce qui a donné lieu à une radiation de coûts de 77 millions de dollars en 2014. En janvier 2016, la CEO a rendu sa décision à l'égard de la requête d'OPG déposée en décembre 2014 demandant à la CEO de revoir certains passages de sa décision de novembre 2014, y compris le rejet de certaines dépenses engagées pour le tunnel de Niagara, et de les modifier. Dans sa décision de janvier 2016, la CEO a renversé une partie de sa décision portant sur le rejet initial de certaines dépenses engagées pour le tunnel de Niagara. Par conséquent, OPG prévoit enregistrer un gain d'environ 21 millions de dollars au premier trimestre de 2016 afin de refléter le recouvrement futur prévu auprès des clients des dépenses dont le rejet initial a été renversé par la décision rendue sur la requête par la CEO.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations projetées au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre 2015 était de 4,1 %. Il s'agit d'une hausse par rapport au taux d'actualisation de 4,0 % utilisé pour calculer les obligations au 31 décembre 2014.

Le déficit des régimes de retraite agréés a diminué, à des fins comptables, passant de 3 262 millions de dollars au 31 décembre 2014 à 2 315 millions de dollars au 31 décembre 2015, en raison surtout du rendement des actifs de la caisse de retraite en 2015, de la hausse des taux d'actualisation à la fin de l'exercice 2015, des cotisations de l'employeur à la caisse de retraite au cours de l'exercice, le tout en partie contrebalancé par le coût des prestations au titre des services rendus et les intérêts débiteurs pour l'exercice.

L'obligation au titre des prestations d'avantages complémentaires de retraite projetées a augmenté légèrement, passant de 3 143 millions de dollars au 31 décembre 2014 à 3 188 millions de dollars au 31 décembre 2015.

Au 31 décembre 2015, la perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis pour les régimes de retraite et les avantages complémentaires de retraite totalisaient 3 646 millions de dollars (4 869 millions de dollars en 2014). La perte actuarielle nette non amortie et les coûts des services passés non amortis aux 31 décembre 2015 et 2014 s'établissaient comme suit :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**
Gain actuariel net non encore amortissable en raison de l'utilisation de valeurs liées au marché	**(809)**	(878)	**-**	-	**-**	-
Perte actuarielle nette non amortissable en raison de l'utilisation du corridor	**1 544**	1 568	**30**	32	**293**	288
Perte actuarielle nette amortissable	**2 288**	3 443	**47**	65	**247**	350
Perte actuarielle nette non amortie	**3 023**	4 133	**77**	97	**540**	638
Coûts des services passés non amortis	**-**	-	**-**	-	**6**	1

Un changement dans les hypothèses suivantes, toutes les autres hypothèses demeurant constantes, se traduirait par une augmentation (diminution) des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, comme suit :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés[1]	Régimes de retraite complémentaires[1]	Avantages complémentaires de retraite[1]
Taux de rendement à long terme prévu			
Augmentation de 0,25 %	(28)	s. o.	s. o.
Diminution de 0,25 %	28	s. o.	s. o.
Taux d'actualisation			
Augmentation de 0,25 %	(62)	(1)	(13)
Diminution de 0,25 %	65	1	14
Inflation			
Augmentation de 0,25 %	106	2	1
Diminution de 0,25 %	(99)	(1)	(1)
Augmentation des salaires			
Augmentation de 0,25 %	24	3	1
Diminution de 0,25 %	(24)	(2)	(1)
Taux tendanciel des coûts des soins de santé			
Augmentation de 1 %	s. o.	s. o.	84
Diminution de 1 %	s. o.	s. o.	(60)

s. o. – changement d'hypothèse sans objet.
[1] Compte non tenu de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires.

Prises de position comptables récentes

Produits tirés des contrats conclus avec les clients

En mai 2014, le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2014-09, intitulée *Revenue from Contracts with Customers* (« ASU 2014-09 »), qui remplace la quasi-totalité des lignes directrices existantes sur la comptabilisation des produits, notamment les lignes directrices sur la

comptabilisation selon les secteurs faisant partie des PCGR des États-Unis. Selon le principe de base énoncé dans l'ASU 2014-09, une entité doit comptabiliser les produits au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie que l'entité s'attend à recevoir en échange de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a approuvé le report d'un an, soit de 2017 à 2018, de la date d'entrée en vigueur de la nouvelle norme sur la comptabilisation des produits pour les entités publiques qui présentent l'information financière selon les PCGR des États-Unis. La norme devrait donc s'appliquer à OPG pour l'exercice 2018, y compris les périodes intermédiaires. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés

Classement au bilan des impôts reportés

En novembre 2015, le FASB a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2015-17, intitulée *Income Taxes (Topic 740): Balance Sheet Classification of Deferred Taxes* (ASU 2015-17), qui exige que les actifs d'impôt reportés et les passifs d'impôt reportés soient classés dans les éléments à long terme dans un bilan ordonné. L'ASU 2015-17 simplifie la ligne directrice actuelle qui exige que les entités présentent séparément les actifs d'impôt reportés et les passifs d'impôt reportés selon qu'ils sont à court terme ou à long terme dans un bilan ordonné. Comme la norme l'autorise, OPG a adopté par anticipation les mises à jour de l'ASC 740, *Income Taxes* pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, de façon rétrospective. Outre le changement dans la présentation au bilan des actifs d'impôt reportés et des passifs d'impôt reportés, la norme modifiée n'a pas d'incidence sur les états financiers consolidés d'OPG.

Informations à fournir sur les placements dans certaines entités qui calculent la valeur liquidative par action

En mai 2015, le FASB a publié la mise à jour Accounting Standards Update 2015-07, *Fair Value Measurement (Topic 820) – Disclosures for Investments in Certain Entities That Calculate Net Asset Value per Share (or its Equivalent)*. Selon cette nouvelle ligne directrice, les placements évalués à la valeur liquidative, comme substitut pratique de la juste valeur, sont exclus de la hiérarchie des justes valeurs. L'exclusion de la hiérarchie des justes valeurs des placements évalués selon ce substitut pratique vise à éliminer la diversité de méthodes utilisées à l'heure actuelle pour classer les placements. Le seul critère de classement des placements dans la hiérarchie des justes valeurs sera le caractère observable des données. Les modifications s'appliqueront à compter de l'exercice 2016 pour OPG, y compris les périodes intermédiaires. Comme les modifications s'appliquent aux informations à fournir, OPG ne prévoit pas que la norme mise à jour donne lieu à des ajustements des soldes présentés dans les états financiers consolidés.

Comptabilisation des contrats de location

En février 2016, le FASB a publié une mise à jour comptable de l'ASC Topic 840, *Leases*. La mise à jour apporte de nombreuses modifications à la ligne directrice actuelle sur la comptabilisation des contrats de location, en particulier pour les locataires. La norme devrait entrer en vigueur à compter de l'exercice 2019 pour OPG, y compris les périodes intermédiaires. L'adoption anticipée est permise. OPG évalue actuellement l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers consolidés.

4. IMMOBILISATIONS CORPORELLES, ACTIFS INCORPORELS ET AMORTISSEMENT

La dotation aux amortissements, y compris les montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés par la CEO, pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Amortissement des immobilisations corporelles	**617**	574
Amortissement des actifs incorporels	**20**	13
Montants comptabilisés dans les comptes d'écarts et de report réglementaires	**(1)**	(123)
Amortissement des actifs et passifs réglementaires *(note 5)*	**464**	290
	1 100	754

Les immobilisations corporelles aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Centrales nucléaires	**11 999**	9 313
Centrales hydroélectriques réglementées	**9 351**	9 287
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	**3 713**	3 600
Autres immobilisations corporelles	**1 839**	1 833
Constructions en cours	**2 567**	1 826
	29 469	25 859
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**7 359**	6 771
Autres immobilisations corporelles	**1 515**	1 495
	8 874	8 266
	20 595	17 593

Les constructions en cours aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Remise en état de la centrale Darlington	**1 868**	1 309
Centrale Peter Sutherland Sr.	**95**	12
Divers	**604**	505
	2 567	1 826

Les intérêts capitalisés dans les travaux de construction et d'aménagement en cours à un taux moyen de 5 % en 2015 (5 % en 2014) ont été de 102 millions de dollars (135 millions de dollars en 2014).

Les actifs incorporels aux 31 décembre étaient comme suit :

(en millions de dollars)	2015	2014
Centrales nucléaires	**118**	116
Centrales hydroélectriques réglementées	**4**	4
Centrales du portefeuille de production liée par contrat	**5**	5
Logiciels et autres actifs incorporels	**321**	261
Aménagement en cours	**28**	46
	476	432
Moins : amortissement cumulé		
Centrales	**115**	109
Logiciels et autres actifs incorporels	**263**	247
	378	356
	98	76

La dotation aux amortissements totale estimative pour les cinq exercices consécutifs à venir à l'égard des actifs incorporels en service au 31 décembre 2015 se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2016	2017	2018	2019	2020
Dotation aux amortissements	21	17	14	12	2

5. ACTIFS ET PASSIFS RÉGLEMENTAIRES

En décembre 2014, OPG a déposé une demande auprès de la CEO sollicitant son approbation pour recouvrer des soldes totalisant environ 1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2014 dans la plupart des comptes d'écarts et de report réglementaires autorisés. Un accord de règlement partiel conclu entre OPG et des intervenants prévoyant le recouvrement d'environ 1,5 milliard de dollars du montant total sollicité dans la demande d'OPG a été approuvé par la CEO en juin 2015 (l'« accord de règlement partiel »). Le 10 septembre 2015, la CEO a rendu une décision qui approuve le recouvrement, sans ajustement, des soldes restants totalisant 263 millions de dollars sollicités dans la demande d'OPG, qui n'avaient pas été approuvés dans l'accord de règlement partiel.

Ces approbations comprennent le recouvrement sur six ans, à compter du 1er juillet 2015, de 714 millions de dollars comptabilisés au cours de 2013 et 2014 dans le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, et le recouvrement de 225 millions de dollars comptabilisés dans ce compte d'écarts avant 2013, lequel se poursuivra jusqu'au 31 décembre 2024, comme autorisé précédemment par la CEO. Les soldes approuvés restants de 809 millions de dollars comprennent la tranche de 154 millions de dollars du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce liée à l'incidence du passif dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce au 31 décembre 2014, laquelle devrait continuer à être recouvrée à partir des paiements que devrait verser OPG à Bruce Power et de l'incidence fiscale s'y rapportant, et d'autres soldes de compte, dont le recouvrement a été approuvé, pour la plupart, sur une période de 18 mois, soit du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2016. L'ordonnance rendue en octobre 2015 par la CEO approuve également le maintien des comptes d'écarts et de report autorisés précédemment, y compris ceux autorisés en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*.

Le 8 octobre 2015, la CEO a rendu une ordonnance concrétisant ses décisions de juin 2015 et de septembre 2015 à l'égard de la demande d'OPG. L'ordonnance autorise le recouvrement par OPG de 933 millions de dollars sur la période du 1er octobre 2015 au 31 décembre 2016 au moyen d'avenants tarifaires portant sur la production de toutes les centrales nucléaires et hydroélectriques réglementées d'OPG au cours de cette période, comme présenté ci-après. Les soldes approuvés restants feront l'objet de recouvrements après 2016.

($/mégawattheure)	Production nucléaire	Production hydroélectrique
Avenants tarifaires pour 2015/2016	10,84	3,19
Avenants tarifaires pour les périodes intermédiaires de 2015/2016[1]	2,17	0,64
Avenants tarifaires pour la période du 1er octobre 2015 au 31 décembre 2016	13,01	3,83

[1] Les nouveaux avenants sont entrés en vigueur le 1er juillet 2015 et ont été appliqués par la CEO à compter du 1er octobre 2015. Les avenants tarifaires pour les périodes intermédiaires ont été autorisés par la CEO afin de permettre le recouvrement des nouveaux avenants pour la période du 1er juillet 2015 au 30 septembre 2015. Les revenus produits par les nouveaux avenants pour la période du 1er juillet 2015 au 30 septembre 2015 ont été comptabilisés en 2015. L'incidence sur les bénéfices de ces revenus comptabilisés a été neutralisée en grande partie par une augmentation correspondante de la dotation aux amortissements pour les actifs et passifs réglementaires relatifs aux comptes d'écarts et de report.

Les nouveaux avenants tarifaires s'ajoutent aux avenants autorisés par la CEO pour la période du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2015 dans son ordonnance de décembre 2014 portant sur la production des centrales nucléaires et hydroélectriques d'OPG qui étaient visées par une réglementation des tarifs avant 2014. Ces avenants tarifaires prévoyaient le recouvrement net des soldes de certains comptes d'écarts au 31 décembre 2013, totalisant 189 millions de dollars, sur une période de douze mois en 2015, comme approuvé par la CEO.

Tout sous-recouvrement ou recouvrement en trop des soldes approuvés qui était attribuable aux écarts entre la production réelle et la production prévue est comptabilisé dans le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements autorisés pour la production nucléaire et dans le compte semblable autorisé pour la production hydroélectrique et il sera, selon le cas, recouvré auprès des clients ou remboursé à ceux-ci dans l'avenir.

En 2015, OPG a amorti selon la méthode linéaire les soldes d'actifs et de passifs réglementaires pour les comptes d'écarts et de report, dont l'utilisation était approuvée sur les périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées par les ordonnances de décembre 2014 et d'octobre 2015 de la CEO. En 2014, OPG avait comptabilisé cet amortissement selon la méthode linéaire d'après les soldes et les périodes de recouvrement ou de remboursement autorisées selon l'approbation par la CEO, en 2013, de l'accord de règlement conclu entre OPG et des intervenants à l'égard de la demande d'OPG d'utiliser les soldes du 31 décembre 2012 dans les comptes d'écarts et de report.

Au cours de la période du 1er novembre 2014 au 31 décembre 2015, OPG a comptabilisé des ajouts dans les comptes d'écarts et de report comme autorisé par les ordonnances de décembre 2014 et d'octobre 2015 de la CEO, relativement aux montants prévus inclus dans le calcul des tarifs réglementés fondés sur le coût du service qui étaient en vigueur pour cette période, le cas échéant. Au cours de la période du 1er janvier 2014 au 31 octobre 2014, des ajouts dans les comptes d'écarts et de report ont été comptabilisés comme autorisé par la décision et l'ordonnance de 2013 de la CEO.

Lorsque la CEO l'y avait autorisé, OPG a comptabilisé des intérêts sur les soldes non amortis dans les comptes d'écarts et de report appropriés aux taux prescrits de la CEO de 1,47 % par année pour la période du 1er janvier 2015 au 31 mars 2015 et de 1,10 % par année pour la période du 1er avril 2015 au 31 décembre 2015.

Les actifs et les passifs réglementaires comptabilisés aux 31 décembre s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	2015	2014
Actifs réglementaires		
Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO		
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**865**	939
Compte de report de l'écart de coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement *(note 11)*	**315**	36
Compte de report des passifs nucléaires	**190**	286
Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	**114**	67
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	**95**	315
Compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	**82**	56
Autres comptes d'écarts et de report	**92**	268
	1 753	1 967
Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	**3 362**	4 363
Passif d'impôts reportés *(note 9)*	**792**	861
Total des actifs réglementaires	**5 907**	7 191
Moins : tranche à court terme	**628**	167
Actifs réglementaires à long terme	**5 279**	7 024
Passifs réglementaires		
Comptes d'écarts et de report autorisés par la CEO		
Autres comptes d'écarts et de report	**60**	44
Total des passifs réglementaires	**60**	44
Moins : tranche à court terme	**26**	5
Passifs réglementaires à long terme	**34**	39

La variation des actifs et des passifs réglementaires pour 2015 et 2014 s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement	Report des passifs nucléaires	Écarts de production hydroélectrique de base excédentaire	Écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	Écarts et report relatifs aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production nucléaire	Autres écarts et report (montant net)	Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	Impôts reportés
Actifs réglementaires, montant net au 1er janvier 2014	667	-	254	19	353	43	323	3 158	559
Augmentation	312	36	82	48	4	15	51	1 205	302
Intérêts	-	-	-	-	-	1	5	-	-
Amortissement	(40)	-	(50)	-	(42)	(3)	(155)	-	-
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2014	939	36	286	67	315	56	224	4 363	861
Augmentation (diminution)	-	**279**	-	**82**	**(149)**	**44**	**(26)**	**(1 001)**	**(69)**
Intérêts	-	-	-	-	-	**1**	**3**	-	-
Amortissement	**(74)**	-	**(96)**	**(35)**	**(71)**	**(19)**	**(169)**	-	-
Actifs réglementaires, montant net au 31 décembre 2015	**865**	**315**	**190**	**114**	**95**	**82**	**32**	**3 362**	**792**

Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

Comme autorisé par la CEO, pour la période du 1er mars 2011 au 30 octobre 2014, le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comprend les écarts entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés établis selon la méthode de la comptabilité d'engagement ainsi que les incidences fiscales connexes, et les coûts prévus correspondants inclus dans les tarifs réglementaires alors en vigueur. Dans sa décision rendue en novembre 2014, la CEO a établi que les coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite compris dans les nouveaux tarifs réglementés d'OPG en vigueur à compter du 1er novembre 2014 seraient limités aux cotisations minimales estimées de la Société à son régime de retraite agréé et aux charges d'OPG prévues au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires. Par conséquent, la CEO a ordonné que l'amortissement pour le compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite ne soit comptabilisé qu'à compter du 1er novembre 2014.

Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le maintien du recouvrement autorisé précédemment de 10/12 du solde du compte au 31 décembre 2012, sur une période de 144 mois prenant fin le 31 décembre 2024. Le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014 a été approuvé sur une période de 72 mois prenant fin le 30 juin 2021 par l'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO.

Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement

Dans sa décision de novembre 2014 et son ordonnance de décembre 2014, la CEO a créé le compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement. À compter du 1er novembre 2014, ce compte de report comptabilise l'écart entre les coûts réels des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite d'OPG pour les activités à tarifs réglementés calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement selon les PCGR des États-Unis et les dépenses au comptant réelles correspondantes d'OPG pour ces régimes. Le solde du compte au 31 décembre 2015 représente les coûts excédentaires calculés au moyen de la méthode de la comptabilité d'engagement plutôt que de la méthode de la comptabilité de trésorerie du 1er novembre 2014 au 31 décembre 2015. La Société a comptabilisé le montant réservé dans le compte de report à titre d'actif réglementaire. La décision de novembre 2014 de la CEO indiquait que le recouvrement futur, le cas échéant, des montants comptabilisés dans le compte de report serait assujetti à la conclusion de l'instance générale de la CEO portant sur le traitement et le recouvrement réglementaires des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le processus de consultation de la CEO devant mener l'élaboration des principes normatifs qui orienteront son examen à venir des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite des services publics à tarifs réglementés des secteurs de l'électricité et du gaz naturel, y compris l'établissement des mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts a été amorcé par la CEO en mai 2015 et est en cours.

Compte de report des passifs nucléaires

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO a approuvé le compte de report des passifs nucléaires pour y comptabiliser les variations des passifs d'OPG liés à la gestion du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales nucléaires, et les passifs liés à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité associés aux centrales nucléaires détenues et exploitées par OPG, qui comprennent les centrales nucléaires Pickering et Darlington. Le compte de report comprend l'incidence sur les besoins de revenus des variations de ces passifs attribuable à un plan de référence approuvé, selon les modalités de l'ONFA. En 2012, la Province a approuvé, avec prise d'effet le 1er janvier 2012, le plan de référence en vertu de l'ONFA de 2012 pour la période de 2012 à 2016. Puisque les tarifs réglementés en vigueur avant le 1er novembre 2014 ne reflètent pas l'incidence du plan de référence de 2012 en vertu de l'ONFA, OPG a enregistré une hausse de l'actif réglementaire au titre du compte de report des passifs nucléaires pour la période du 1er janvier 2012 au 31 octobre 2014. Les composantes de la variation de l'actif réglementaire incluse dans le compte de report des passifs nucléaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont présentées ci-dessous. Aucun ajout n'a été effectué dans le compte en 2015.

(en millions de dollars)	**2014**
Charges liées au combustible	23
Charges variables liées à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité[1]	1
Amortissement des actifs incorporels	43
Impôts sur les bénéfices	15
	82

[1] Le montant a été comptabilisé en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration.

Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2014 sur une période de 18 mois, soit du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2016.

Compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire

Le compte d'écarts de production hydroélectrique de base excédentaire comprend l'incidence de la production abandonnée des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG en raison des conditions de production de base excédentaire. Le compte d'écarts a été autorisé par la CEO à compter du 1er mars 2011 pour les centrales hydroélectriques réglementées qui étaient visées par une réglementation des tarifs avant 2014, et à compter du 1er novembre 2014 pour les centrales hydroélectriques réglementées concernées qui sont visées par une réglementation des tarifs depuis 2014.

Dans sa décision de novembre 2014 et son ordonnance de décembre 2014, la CEO a approuvé le recouvrement du solde du compte au 31 décembre 2013, sur une période de douze mois commençant le 1er janvier 2015. L'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO prévoit le recouvrement des montants comptabilisés dans le compte au cours de 2014, sur une période de 18 mois, soit du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2016.

Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, la CEO doit inclure l'écart entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs à ses deux centrales nucléaires louées à Bruce Power pour le calcul des tarifs réglementés de la production des centrales nucléaires réglementées d'OPG. La CEO a établi un compte d'écarts qui comprend les écarts entre les revenus et les coûts d'OPG relatifs aux centrales nucléaires Bruce et les prévisions correspondantes qui sont incluses dans les tarifs réglementés approuvés pour la production nucléaire.

En 2013, la CEO a ordonné le recouvrement de la partie du solde du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce qui se rapporte à l'incidence du passif dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce dans sa version antérieure à décembre 2015, en tenant compte des rabais prévus de loyer à payer par OPG à Bruce Power et de l'incidence fiscale s'y rapportant. L'ordonnance d'octobre 2015 de la CEO a réaffirmé cette approche. En décembre 2015, par suite des modifications apportées au contrat de location des centrales Bruce, OPG a effectué une écriture de contrepassation du passif dérivé et comptabilisé une réduction correspondante de l'actif réglementaire dans ce compte. Les montants recouvrés auprès des clients pour le passif dérivé pendant les périodes suivant l'écriture de contrepassation sont susceptibles de faire l'objet d'un remboursement dans l'avenir et sont comptabilisés à titre de passif réglementaire compris dans le solde du compte d'écarts.

Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le maintien du recouvrement autorisé précédemment de la partie non dérivée du solde du compte au 31 décembre 2012 sur une période de 48 mois prenant fin le 31 décembre 2016. Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le recouvrement de la partie non dérivée des montants comptabilisés dans le compte en 2013 et 2014 sur une période de 18 mois, soit du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2016.

Autres comptes d'écarts

Actifs réglementaires

Aux 31 décembre 2015 et 2014, les actifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité, le compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, le compte d'écarts et de report relatif aux montants recouvrés en trop et aux sous-recouvrements pour la production hydroélectrique, le compte d'écarts de l'amortissement liés à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires.

Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, le compte d'écarts de remise en état de la capacité comprend les écarts, par rapport aux prévisions qui sont reflétées dans les tarifs réglementés, pour le coût en capital et les coûts autres qu'en capital engagés aux centrales réglementées pour accroître leur production, les rénover ou ajouter de la

capacité; sont compris les écarts se rapportant à la remise en état de la centrale nucléaire Darlington, aux initiatives de prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering et à d'autres projets.

À compter du 1er novembre 2014, le compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite comptabilise l'écart entre les cotisations réelles d'OPG à ses régimes de retraite agréés ainsi que ses charges au titre des avantages complémentaires de retraite et des régimes de retraite complémentaires pour les activités à tarifs réglementés, et les montants correspondants inclus dans les tarifs réglementés.

Le solde du compte d'écarts de l'amortissement liés à la prolongation de la durée de vie de la centrale nucléaire Pickering a été comptabilisé entièrement pendant la période du 1er novembre 2014 au 31 décembre 2014. Ce solde compense le crédit aux clients relatif à la diminution de l'amortissement des immobilisations corporelles pour la centrale nucléaire Pickering, qui a été présentée en réduction des tarifs de base réglementés en vigueur à compter du 1er novembre 2014 et de l'avenant tarifaire portant sur la production nucléaire en vigueur en 2014.

Le compte d'écarts relatif à l'aménagement d'installations nucléaires comprend les écarts entre les coûts réels autres qu'en capital engagés et les engagements financiers fermes pris pendant la planification et la préparation de l'aménagement de nouveaux projets de centrales nucléaires et les prévisions de ces coûts incluses dans les tarifs réglementés approuvés par la CEO.

Passifs réglementaires

Aux 31 décembre 2015 et 2014, les passifs réglementaires des autres comptes d'écarts et de report comprenaient des montants comptabilisés dans le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques, le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires, le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes, et le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité.

Le compte d'écarts relatif aux conditions hydrologiques comprend l'incidence des variations de la production d'hydroélectricité réglementée attribuables aux écarts entre les conditions hydrologiques prévues utilisées dans le calcul des prévisions de production approuvées par la CEO afin d'établir les tarifs pour la production hydroélectrique réglementée et les conditions hydrologiques réelles.

Le compte d'écarts des revenus nets tirés des services auxiliaires a été autorisé par la CEO pour comprendre les écarts entre les revenus nets réels tirés des services auxiliaires hydroélectriques réglementés et nucléaires et les revenus prévus approuvés par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés.

Le compte d'écarts des impôts sur les bénéfices et autres impôts et taxes comprend des variations des impôts sur les bénéfices qui se rapportent aux secteurs à tarifs réglementés, comparativement aux charges approuvées par la CEO lors de l'établissement des tarifs réglementés, ces variations étant dues aux modifications apportées aux taux ou aux règles d'imposition, ainsi qu'aux nouvelles cotisations d'impôt.

Le compte d'écarts relatifs au mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité comptabilise un crédit aux clients correspondant à 50 % des revenus tirés du mécanisme incitatif pour la production d'hydroélectricité d'OPG franchissant un certain seuil pour les centrales hydroélectriques réglementées.

Dans sa décision de novembre 2014 et son ordonnance de décembre 2014, la CEO a approuvé le recouvrement ou le remboursement de certains soldes dans les autres comptes d'écarts au 31 décembre 2013, sur une période de douze mois commençant le 1er janvier 2015. Dans son ordonnance d'octobre 2015, la CEO a approuvé le recouvrement ou le remboursement de la majorité des soldes dans les autres comptes d'écarts et de report au 31 décembre 2014, moins les montants approuvés dans l'ordonnance de décembre 2014, sur une période de 18 mois, soit du 1er juillet 2015 au 31 décembre 2016.

Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite

L'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite correspond aux montants non amortis relativement aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite d'OPG qui ont été comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu et qui n'ont pas encore été reclassés dans la composante amortissement du coût des avantages liés à ces régimes. Ces montants devraient être récupérés auprès des clients à même les tarifs réglementés futurs. L'actif réglementaire est contrepassé au fur et à mesure que les soldes non amortis sous-jacents sont amortis comme des composantes du coût des avantages. Se reporter à la note 3, sous la rubrique *Comptabilisation des activités à tarifs réglementés*, pour obtenir une présentation détaillée sur la méthode de recouvrement à l'aide des tarifs des coûts relatifs aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite. Les montants du cumul des autres éléments du résultat étendu qui se rapportent aux régimes de retraite et aux avantages complémentaires de retraite sont présentés à la note 11.

Impôts reportés

OPG est tenue de constater les impôts reportés associés à ses activités à tarifs réglementés, y compris les impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux actifs et passifs réglementaires constatés à des fins comptables. De plus, OPG est tenue de constater un actif ou un passif réglementaire au titre du montant d'impôts reportés devant être inclus dans les tarifs réglementés futurs et recouvré auprès des consommateurs ou payé à ceux-ci. Il est question des impôts sur les bénéfices à la note 9.

6. DETTE À LONG TERME

La dette à long terme était composée de ce qui suit aux 31 décembre[1] :

(en millions de dollars)	2015	2014
Billets à payer à la SFIEO		
Billets de premier rang[2]		
3,43 %, échéant en 2015	-	500
4,91 %, échéant en 2016	**270**	270
5,35 %, échéant en 2017	**900**	900
5,27 %, échéant en 2018	**395**	395
5,44 %, échéant en 2019	**365**	365
4,56 %, échéant en 2020	**660**	660
4,28 %, échéant en 2021	**185**	185
3,30 %, échéant en 2022	**150**	150
3,12 %, échéant en 2023	**40**	40
5,07 %, échéant en 2041	**300**	300
4,36 %, échéant en 2042	**200**	200
UMH Energy Partnership[3]		
Billets de premier rang		
7,86 %, échéant en 2041	**187**	190
PSS Generating Station Limited Partnership[4]		
Billets de premier rang		
4,90 %, échéant en 2067	**245**	-
Lower Mattagami Energy Limited Partnership[5]		
Billets de premier rang		
2,35 %, échéant en 2017	**200**	200
4,46 %, échéant en 2021	**225**	225
3,53 %, échéant en 2024	**200**	200
5,26 %, échéant en 2041	**250**	250
5,05 %, échéant en 2043	**200**	200
4,26 %, échéant en 2046	**275**	275
4,26 %, échéant en 2052	**225**	225
	5 472	5 730
Moins : tranche échéant à moins d'un an	**273**	503
Dette à long terme	**5 199**	5 227

[1] Les taux d'intérêt présentés reflètent les taux d'intérêt effectifs de la dette.

[2] La dette de premier rang confère à la SFIEO le droit de recevoir le paiement complet des montants qui lui sont dus et est de rang égal aux créances de premier rang de Lower Mattagami Energy Limited Partnership (LME).

[3] Ces billets sont garantis par les actifs du projet Upper Mattagami et Hound Chute. Les remboursements de principal d'environ 3 millions de dollars par an sont versés chaque semestre jusqu'à l'échéance des billets en 2041, date à laquelle le solde du principal impayé de 116 millions de dollars devient exigible.

[4] Ces billets sont garantis par les actifs du projet de centrale Peter Sutherland Sr. Sur ces billets, seuls les intérêts sont à payer pendant les dix premières années, après quoi commencent les remboursements par versements semestriels mixtes de principal et d'intérêts jusqu'à l'échéance en 2067, date à laquelle le solde du principal impayé de 49 millions de dollars devient exigible.

[5] Ces billets sont garantis par les actifs du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris les installations en exploitation existantes et les nouvelles installations en exploitation, et sont assortis d'un droit de recours contre OPG jusqu'à la date d'expiration du droit de recours. Ces billets sont de rang égal aux billets de premier rang à payer à la SFIEO.

Depuis décembre 2014, OPG peut emprunter sur une facilité de crédit aux fins générales du siège social de 800 millions de dollars auprès de la SFIEO à l'appui de ses besoins de financement jusqu'à la fin de 2016. Aux 31 décembre 2015 et 2014, cette facilité ne comportait aucun encours. La facilité de crédit vient à échéance le 31 décembre 2016.

Les intérêts payés en 2015 se sont établis à 269 millions de dollars (273 millions de dollars en 2014), dont une tranche de 261 millions de dollars (264 millions de dollars en 2014) a trait aux intérêts payés sur la dette à long terme.

La valeur comptable des actifs donnés en nantissement au 31 décembre 2015 s'élevait à 3 520 millions de dollars (3 271 millions de dollars en 2014).

Au cours du quatrième trimestre de 2015, PSS Generating Station LP, filiale d'OPG, a émis des titres de créance à long terme totalisant 245 millions de dollars à l'appui du projet de centrale Peter Sutherland Sr. La quasi-totalité du produit tiré de l'émission de titres de créance, soit 180 millions de dollars, a été investie dans un billet de dépôt structuré dont les dates d'échéance sont échelonnées de janvier 2016 à avril 2017. Une tranche de 110 millions de dollars du montant total investi au 31 décembre 2015 est présentée dans les autres actifs à court terme, et le solde de 70 millions de dollars, dans les autres actifs à long terme dans les bilans consolidés, selon les modalités du billet de dépôt.

Les échéances contractuelles par exercice de l'encours de tous les emprunts à long terme, au 31 décembre 2015, se résument comme suit :

(en millions de dollars)	
2016	**273**
2017	**1 103**
2018	**398**
2019	**368**
2020	**663**
Par la suite	**2 667**
	5 472

7. DETTE À COURT TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS, MONTANT NET

OPG peut emprunter sur une facilité de crédit bancaire confirmée renouvelable de 1 milliard de dollars, divisée en deux tranches pluriannuelles de 500 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2015, OPG a renouvelé les deux tranches et en a reporté l'échéance d'un an, soit jusqu'en mai 2020. Aux 31 décembre 2015 et 2014, OPG n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire.

Au 31 décembre 2015, LME pouvait emprunter sur une facilité de crédit bancaire de 500 millions de dollars pour soutenir les obligations de financement du projet de la rivière Lower Mattagami, y compris son programme de papier commercial. La facilité consistait initialement en deux tranches pluriannuelles de 300 millions de dollars. La première et la deuxième tranche devaient arriver à échéance respectivement en août 2019 et en août 2015. Au cours du troisième trimestre de 2015, OPG a repoussé l'échéance de la première tranche à août 2020. Au cours de la même période, la deuxième tranche a été ramenée à 200 millions de dollars et son échéance, repoussée à août 2016. Au 31 décembre 2015, du papier commercial externe de 225 millions de dollars était en cours dans le cadre du programme de papier commercial de LME (aucun papier commercial externe n'était en cours en 2014). Aux 31 décembre 2015 et 2014, LME n'avait aucun emprunt en cours sur sa facilité de crédit bancaire. OPG peut aussi emprunter sur une facilité de crédit de 700 millions de dollars conclue avec la SFIEO à l'appui du projet de la rivière Lower Mattagami. Au 31 décembre 2015, aucun emprunt n'était en cours sur cette facilité de crédit qui vient à échéance en juin 2016.

Au 31 décembre 2015, OPG pouvait emprunter sur des facilités de découvert non confirmées à court terme de 25 millions de dollars et sur des facilités de crédit non confirmées à court terme de 456 millions de dollars qui soutiennent l'émission de lettres de crédit. OPG utilise des lettres de crédit aux fins du soutien des régimes de retraite complémentaires et à d'autres fins générales du siège social. Au 31 décembre 2015, des lettres de crédit d'un total de 384 millions de dollars avaient été émises, dont 345 millions de dollars soutenant les régimes de retraite complémentaires, 38 millions de dollars servant aux fins générales du siège social et 1 million de dollars se rapportant à l'exploitation de la centrale PEC.

La Société a signé une convention de cession à une fiducie indépendante d'un droit de copropriété indivis dans ses créances actuelles et futures. Le montant maximal des droits de copropriété pouvant être cédés aux termes de cette convention est de 150 millions de dollars. La convention vient à échéance le 30 novembre 2016. Au 31 décembre 2015, aux termes de cette convention, des lettres de crédit de 150 millions de dollars (150 millions de dollars en 2014) étaient en cours, pour soutenir les régimes de retraite complémentaires d'OPG.

En octobre 2014, UMH Energy Partnership (« UMH ») a conclu une facilité de découvert non confirmée à court terme de 8 millions de dollars et des facilités de lettres de crédit de soutien irrévocables de 16 millions de dollars pour soutenir ses activités. Au 31 décembre 2015, des lettres de crédit d'un total de 14 millions de dollars avaient été émises en vertu de ces facilités.

Le tableau qui suit présente un sommaire des intérêts débiteurs, montant net, pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Intérêt sur la dette à long terme	**285**	291
Intérêt sur la dette à court terme	**8**	9
Intérêts créditeurs	**(9)**	(10)
Intérêts capitalisés dans les immobilisations corporelles et les actifs incorporels	**(102)**	(135)
Intérêts liés aux actifs et aux passifs réglementaires[1]	**(2)**	(75)
Intérêts débiteurs, montant net	**180**	80

[1] Comprennent les intérêts afin de comptabiliser les frais de financement liés aux comptes d'écarts et de report réglementaires, comme l'autorise la CEO, ainsi qu'aux intérêts reportés dans le compte d'écarts de remise en état de la capacité et dans le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

8. PASSIFS ET FONDS LIÉS À L'ENLÈVEMENT D'IMMOBILISATIONS NUCLÉAIRES ET À LA GESTION DES DÉCHETS NUCLÉAIRES

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires fondés sur la valeur actualisée se composaient de ce qui suit aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Passif lié au coût de gestion du combustible nucléaire irradié	**12 793**	10 459
Passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité	**6 999**	6 204
Passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires	**377**	365
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**20 169**	17 028

Les variations des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre sont les suivantes :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Passifs au début de l'exercice	**17 028**	16 257
Augmentation des passifs en raison de la charge de désactualisation[1]	**906**	867
Augmentation des passifs reflétant les variations des durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires *(note 3)*	**2 330**	-
Augmentation des passifs en raison des charges liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets nucléaires et des autres charges[1]	**123**	116
Passifs réglés par les dépenses d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires	**(218)**	(212)
Passifs à la fin de l'exercice	**20 169**	17 028

[1] Les montants présentés ne tiennent pas compte de l'incidence des comptes d'écarts et de report réglementaires.

Les passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires se composent des coûts qu'OPG prévoit engager jusqu'à la date de fin des activités et de fermeture des centrales nucléaires et thermiques et d'autres installations, et par la suite. Des coûts seront engagés pour la préparation à l'arrêt sécuritaire, l'arrêt sécuritaire, le déclassement, la démolition et l'évacuation des installations et du matériel, la décontamination et la remise en état des sites et la gestion courante et à long terme du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité et de moyenne activité.

L'établissement du montant à comptabiliser pour les coûts d'enlèvement d'immobilisations et de gestion des déchets nucléaires exige la formulation d'hypothèses importantes, car ces programmes s'échelonnent sur bon nombre d'années. La dernière mise à jour des estimations des coûts des passifs liés au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires est incluse dans le plan de référence approuvé de 2012 en vertu de l'ONFA. La prochaine mise à jour du plan de référence en vertu de l'ONFA devrait être terminée en 2016 et couvrira la période de 2017 à 2021.

Comme mentionné à la note 3, en date du 31 décembre 2015, OPG a comptabilisé une augmentation des passifs nucléaires de 2 330 millions de dollars et une augmentation correspondante des coûts de mise hors service d'immobilisations capitalisés dans les immobilisations corporelles afin de tenir compte des modifications apportées aux durées de vie utile estimatives des centrales nucléaires de la Société. L'augmentation des passifs comptabilisés au 31 décembre 2015 a été calculée en actualisant les flux de trésorerie additionnels nets selon un taux de 3,21 %.

Aux fins du calcul des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires d'OPG, au 31 décembre 2015, il a été établi, selon les hypothèses comptables actuelles sur les fins de vie, que le déclassement des centrales nucléaires devrait avoir lieu au cours des 50 prochaines années environ. Les estimations des passifs nucléaires englobent notamment les flux de trésorerie estimatifs liés au déclassement des centrales nucléaires pour une période

d'environ 40 ans après la fermeture des centrales et jusqu'en 2078 pour ce qui est du stockage du combustible irradié dans un dépôt de déchets à long terme, suivi d'une longue période de surveillance.

Les hypothèses importantes sur plusieurs facteurs techniques, opérationnels et économiques utilisés pour le calcul du montant à comptabiliser pour les passifs nucléaires font l'objet d'examens périodiques. Toute modification de ces hypothèses, notamment les hypothèses sur le calendrier des programmes de déchets nucléaires, y compris la construction d'installations destinées à l'évacuation des déchets, les dates de fin de vie des centrales, les méthodes d'évacuation des déchets, les indicateurs financiers ou les technologies utilisées, pourrait avoir des répercussions importantes sur la valeur des charges à payer. Compte tenu de la durée de ces programmes et de l'évolution de la technologie utilisée dans la gestion des déchets nucléaires, il existe beaucoup d'incertitude quant à la mesure des coûts de ces programmes, qui peuvent augmenter ou diminuer avec le temps.

Passif lié aux coûts de gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié représente les coûts de gestion des grappes de combustible nucléaire irradié hautement radioactives. En vertu de la LDCN, entrée en vigueur en 2002, les propriétaires de déchets de combustible nucléaire au Canada devaient mettre sur pied une entité de gestion des déchets nucléaires et établir un fonds en fiducie pour régler les coûts liés à la gestion du combustible irradié. Cette organisation, la SGDN, est responsable de la conception et de la mise en œuvre du programme canadien de gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié. Pour estimer son passif au titre des coûts de gestion du combustible nucléaire irradié, OPG a adopté une approche prudente conformément à la méthode de gestion adaptative progressive approuvée par le gouvernement du Canada, qui présume qu'un dépôt géologique en profondeur sera mis en service en 2035, au plus tôt, dans le cadre de la gestion à long terme des déchets de combustible nucléaire irradié.

Passif lié aux coûts de déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité

Le passif lié au déclassement de centrales nucléaires et à la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité représente les coûts estimatifs qu'il faudra engager pour le déclassement des centrales nucléaires à la fin de leur durée de vie utile ainsi que le coût de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité qui sont produits par les centrales nucléaires. Les principales hypothèses utilisées pour l'estimation des coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires incluent le déclassement des centrales nucléaires selon un calendrier échelonné en vertu duquel les réacteurs seront mis en état d'arrêt sécuritaire pendant 30 ans avant leur démantèlement sur environ 10 ans.

Les coûts de la gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité sur leur cycle de vie comprennent les coûts du traitement et du stockage de ces déchets radioactifs pendant et après l'exploitation des centrales nucléaires ainsi que les coûts de leur évacuation définitive à long terme. Les hypothèses actuelles utilisées pour établir les coûts de gestion des déchets de faible activité et de moyenne activité à payer comprennent un dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité. Une entente avait été conclue avec des municipalités locales afin de permettre à OPG d'aménager un dépôt géologique en profondeur destiné à la gestion à long terme des déchets de faible activité et de moyenne activité, qui sera adjacent à son installation de gestion des déchets Western. OPG a suspendu les activités de conception du dépôt géologique en profondeur pour les déchets de faible activité et de moyenne activité jusqu'à l'émission du permis de préparation du site et de construction.

Passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires

Le passif lié aux coûts pour l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires représente principalement les coûts estimatifs de déclassement des centrales thermiques d'OPG au terme de leur durée de vie utile. Ce passif repose sur des estimations de coûts formulées par des tiers à la lumière d'un examen approfondi des sites des centrales et d'une évaluation des activités de nettoyage et de remise en état requises, lesquels ont été achevés en 2011 à l'égard de la plupart des centrales thermiques. Aux fins de l'évaluation du passif, il est présumé que l'enlèvement d'immobilisations s'échelonnera sur les 15 prochaines années environ. Le passif lié à l'enlèvement d'immobilisations non nucléaires s'élevait à 377 millions de dollars au 31 décembre 2015 (365 millions de dollars en 2014).

Ontario Nuclear Funds Agreement

Conformément à l'ONFA, OPG met de côté des fonds, détenus dans des comptes de garde et en fiducie distincts, qui seront investis spécifiquement en vue du règlement de ses obligations liées au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion à long terme des déchets nucléaires. Le Fonds de déclassement a été établi pour financer les coûts futurs d'enlèvement d'immobilisations nucléaires et de gestion des déchets nucléaires de faible activité et de moyenne activité à long terme ainsi que certains frais de stockage du combustible irradié engagés après la fermeture des centrales. Le Fonds pour combustible irradié a été créé pour financer les coûts futurs de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. OPG verse des cotisations aux Fonds nucléaires selon le plan de référence en vigueur approuvé en vertu de l'ONFA.

OPG fait des versements trimestriels au Fonds pour combustible irradié au cours de la durée de vie de ses centrales nucléaires, comme précisé dans l'ONFA, y compris des cotisations à la fiducie créée en vertu de la LDCN (la « Fiducie »). La Fiducie fait partie du Fonds pour combustible irradié, et les cotisations à la Fiducie, exigées par la LDCN, sont appliquées aux obligations de paiement d'OPG aux termes de l'ONFA. Le financement requis pour 2015 aux termes de l'ONFA était de 143 millions de dollars (139 millions de dollars en 2014). D'après le plan de référence de 2012 approuvé en vertu de l'ONFA, OPG est tenue de cotiser des montants annuels au Fonds pour combustible irradié, allant de 150 millions de dollars à 288 millions de dollars par année au cours des années 2016 à 2019. À l'heure actuelle, aucune cotisation n'est obligatoire pour le Fonds de déclassement selon le plan de référence de 2012 approuvé en vertu de l'ONFA. Étant donné qu'OPG assume les risques associés à l'accroissement des coûts liés au passif et aux rendements des placements dans le Fonds de déclassement, des cotisations futures au Fonds de déclassement pourraient être nécessaires si le fonds n'était pas suffisamment capitalisé au moment de la prochaine analyse du plan de référence en vertu de l'ONFA. Les futures cotisations obligatoires en vertu de l'ONFA sont présentées à la note 15.

En vertu de la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* (Canada), OPG doit s'assurer qu'il y aura suffisamment de fonds disponibles pour régler les passifs courants liés au déclassement des centrales nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires. Comme l'exigent les modalités de l'ONFA, la Province fournit une garantie provinciale à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN ») depuis 2003, pour le compte d'OPG. La garantie provinciale comble tout manque à gagner entre les exigences de la CCSN en matière de garantie financière consolidée et la valeur des Fonds nucléaires. OPG verse à la Province une commission de garantie annuelle de 0,5 % de la garantie provinciale. La valeur actuelle de la garantie provinciale de 1 551 millions de dollars s'applique jusqu'à la fin de 2017. En vertu de ce montant de garantie, OPG a payé à la Province une commission de garantie de 8 millions de dollars en 2014 et en 2015.

Les placements des Fonds nucléaires forment un portefeuille diversifié d'actions et de titres à revenu fixe qui sont investis au sein de plusieurs marchés géographiques ainsi que des placements dans les secteurs des infrastructures, de l'immobilier et de l'agriculture. Les Fonds nucléaires sont investis pour financer les besoins de remboursement du passif à long terme et, de cette manière, l'actif du portefeuille est composé de sorte qu'il puisse dégager le rendement requis à long terme. Même si la valeur de marché fluctuera à court terme, la gestion du rendement à long terme des Fonds nucléaires demeure le principal objectif. OPG supervise la gestion des placements des Fonds nucléaires conjointement avec la Province.

Fonds de déclassement

OPG assume le risque et la responsabilité de la variation des coûts estimatifs et du rendement du Fonds de déclassement. Au 31 décembre 2015, le Fonds de déclassement était surcapitalisé.

À l'expiration de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement, défini comme l'écart positif entre la juste valeur de marché des actifs du Fonds de déclassement et les coûts d'achèvement estimatifs d'après le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA. Lorsque le Fonds de déclassement est surcapitalisé, OPG limite le bénéfice qu'elle constate dans ses états financiers consolidés en constatant un montant à payer à la Province, de sorte que le solde du Fonds de déclassement soit égal au coût estimatif du passif selon le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, plus une tranche de l'excédent, le cas échéant, qu'OPG peut décider de traiter comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié. Le montant à payer à la Province pourrait être réduit au cours de périodes ultérieures si le rendement du Fonds de déclassement était en deçà de la cible de rendement, ou si un nouveau plan de référence en vertu de l'ONFA était approuvé avec un passif estimatif de déclassement plus élevé. Si le Fonds de déclassement est sous-capitalisé, son rendement reflète le rendement réel du Fonds selon la valeur de marché des actifs.

La Province ayant droit à tout excédent de capitalisation du Fonds de déclassement à l'expiration de l'ONFA, OPG limite le rendement annuel du Fonds de déclassement à 3,25 % majoré de l'indice des prix à la consommation (« IPC ») de l'Ontario à long terme, précisé dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, soit le taux de croissance du passif lié aux coûts d'achèvement estimatifs, tant et aussi longtemps que la surcapitalisation du Fonds de déclassement n'atteint pas 120 %.

En vertu de l'ONFA, si une surcapitalisation du Fonds de déclassement faisait en sorte que les passifs, comme définis dans le plus récent plan de référence approuvé en vertu de l'ONFA, étaient capitalisés à au moins 120 %, OPG pourrait établir qu'un montant, jusqu'à concurrence de 50 % de l'excédent dépassant ce niveau de capitalisation de 120 %, soit considéré comme une cotisation au Fonds pour combustible irradié, auquel cas la SFIEO aurait droit à une distribution d'un montant équivalent. Ainsi, lorsque la capitalisation du Fonds de déclassement est d'au moins 120 %, OPG comptabilise en résultats 50 % de l'excédent dépassant le niveau de capitalisation de 120 %.

Fonds pour combustible irradié

OPG assume le risque et le passif relativement à l'accroissement des coûts de gestion des déchets de combustible irradié en vertu de l'ONFA, sous réserve des seuils de passif progressifs précisés, qui limitent le risque financier total d'OPG lié aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible nucléaire irradié à une valeur en dollars courants d'environ 14,2 milliards de dollars au 31 décembre 2015. Les seuils de passif progressifs ne s'appliquent pas aux grappes de combustible irradié excédant les 2,23 millions de grappes.

En vertu de l'ONFA, la Province garantit à OPG que le rendement annuel du Fonds pour combustible irradié sera de 3,25 % plus la variation de l'IPC de l'Ontario relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié (le « rendement garanti »). OPG comptabilise en résultats le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié à titre de rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires. La différence entre le rendement garanti du Fonds pour combustible irradié et le rendement réel du marché, selon la juste valeur des actifs du fonds relativement à la capitalisation liée aux premiers 2,23 millions de grappes de combustible irradié, est comptabilisée en tant que montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci. Le montant à payer à la Province ou à recevoir de celle-ci représente le montant qu'OPG paierait à la Province ou recevrait de la Province si le rendement garanti devait être réglé à la date du bilan consolidé. Comme le prescrit l'ONFA, les cotisations d'OPG pour les grappes de combustible qui ont dépassé le seuil de 2,23 millions de grappes ne sont pas assujetties au taux de rendement garanti de la Province, mais suivent plutôt un rendement fondé sur les variations de la valeur de marché des actifs du Fonds pour combustible irradié.

En vertu de l'ONFA, la Province a droit à tout excédent du Fonds pour combustible irradié, sous réserve d'un coefficient de capitalisation minimal de 110 % comparativement à la valeur des passifs connexes selon le plus récent plan de référence approuvé. À la dissolution du Fonds pour combustible irradié, la Province a droit à tout excédent qui dépasse le coefficient de capitalisation minimal de 100 %.

Fonds nucléaires

Aux 31 décembre, les fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires se composaient comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Fonds de déclassement	**7 834**	7 346
Montant à payer à la Province – Fonds de déclassement	**(1 285)**	(1 100)
	6 549	6 246
Fonds pour combustible irradié[1]	**10 290**	9 562
Montant à payer à la Province – Fonds pour combustible irradié	**(1 703)**	(1 429)
	8 587	8 133
Total des Fonds nucléaires	**15 136**	14 379
Moins : tranche à court terme	**15**	25
Fonds nucléaires à long terme	**15 121**	14 354

[1] Au 31 décembre 2015, la Fiducie en vertu de la LDCN de l'Ontario représentait 3 409 millions de dollars du Fonds pour combustible irradié selon la comptabilisation à la juste valeur (3 114 millions de dollars en 2014).

La juste valeur des titres investis dans les Fonds nucléaires aux 31 décembre était comme suit :

	Juste valeur	
(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Trésorerie et équivalents de trésorerie et placements à court terme	**343**	464
Placements non traditionnels	**1 620**	1 003
Fonds groupés	**1 311**	1 293
Titres de capitaux propres négociables	**8 621**	8 176
Titres à revenu fixe	**6 219**	5 969
Débiteurs/créditeurs, montant net	**10**	3
	18 124	16 908
Montant à payer à la Province	**(2 988)**	(2 529)
	15 136	14 379

Le coût historique, la plus-value et la moins-value totales latentes brutes sur les placements, les gains de change latents bruts et la juste valeur des Fonds nucléaires aux 31 décembre 2015 et 2014 se résument comme suit :

(en millions de dollars)	**Fonds de déclassement**	**2015 Fonds pour combustible irradié**	**Total**
Coût historique	**6 608**	**8 819**	**15 427**
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	**1 098**	**1 283**	**2 381**
Total de la moins-value	**(297)**	**(383)**	**(680)**
Gains de change	**425**	**571**	**996**
	7 834	**10 290**	**18 124**
Montant à payer à la Province	**(1 285)**	**(1 703)**	**(2 988)**
Total de la juste valeur	**6 549**	**8 587**	**15 136**
Moins : tranche à court terme	**5**	**10**	**15**
Juste valeur à long terme	**6 544**	**8 577**	**15 121**

(en millions de dollars)	**Fonds de déclassement**	**2014 Fonds pour combustible irradié**	**Total**
Coût historique	6 188	8 163	14 351
Gains latents bruts (pertes latentes brutes)			
Total de la plus-value	1 218	1 441	2 659
Total de la moins-value	(150)	(174)	(324)
Gains de change	90	132	222
	7 346	9 562	16 908
Montant à payer à la Province	(1 100)	(1 429)	(2 529)
Juste valeur	6 246	8 133	14 379
Moins : tranche à court terme	7	18	25
Juste valeur à long terme	6 239	8 115	14 354

Les gains ou les pertes réalisés et latents nets sur les placements pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 sont résumés comme suit :

(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	2015 Fonds pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés à l'exclusion du gain de change	**159**	**221**	**380**
Gains de change réalisés	**56**	**71**	**127**
Gains réalisés, montant net	**215**	**292**	**507**
Gains latents, montant net			
Pertes latentes à l'exclusion de la perte de change	**(267)**	**(367)**	**(634)**
Gains de change latents	**335**	**439**	**774**
Gains latents, montant net	**68**	**72**	**140**

(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	2014 Fonds pour combustible irradié	Total
Gains réalisés, montant net			
Gains réalisés	401	545	946
Gains de change réalisés	36	36	72
Gains réalisés, montant net	437	581	1 018
Gains latents, montant net			
Gains latents	75	38	113
Gains de change latents	63	82	145
Gains latents, montant net	138	120	258

La variation des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	Juste valeur 2015	2014
Fonds de déclassement au début de l'exercice	**6 246**	5 967
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**507**	782
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	**(19)**	(27)
Augmentation du montant à payer à la Province	**(185)**	(476)
Fonds de déclassement à la fin de l'exercice	**6 549**	6 246
Fonds pour combustible irradié au début de l'exercice	**8 133**	7 529
Augmentation du Fonds en raison des cotisations versées	**143**	139
Augmentation du Fonds en raison du rendement des placements	**642**	954
Diminution du Fonds en raison du remboursement des dépenses admissibles	**(57)**	(50)
Augmentation du montant à payer à la Province	**(274)**	(439)
Fonds pour combustible irradié à la fin de l'exercice	**8 587**	8 133

Le rendement des Fonds nucléaires en 2015 et 2014 a été touché par le compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce autorisé par la CEO. Le rendement des Fonds nucléaires pour les exercices clos les 31 décembre est comme suit :

(en millions de dollars)	2015	2014
Fonds de déclassement	**322**	306
Fonds pour combustible irradié	**368**	515
Compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce	**14**	(107)
Total du rendement	**704**	714

9. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

OPG applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices. La Société comptabilise un actif ou un passif réglementaire correspondant pour les impôts reportés qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés futurs facturés à la clientèle pour l'électricité produite par les installations réglementées d'OPG.

Les composantes importantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sont présentées dans le tableau qui suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Charge (recouvrement) d'impôts de l'exercice :		
Impôts exigibles	**137**	123
Changement dans les positions fiscales	**(10)**	(15)
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**(1)**	(10)
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental	**(55)**	(29)
Divers	**(12)**	14
	59	83
Charge (recouvrement) d'impôts reportés :		
Variation des écarts temporaires	**3**	100
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**(43)**	(69)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	**73**	25
	33	56
Charge d'impôts	**92**	139

Le rapprochement du taux d'imposition effectif et du taux prévu par la loi se présente comme suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	**509**	707
Taux d'imposition fédéral et provincial canadien combiné en vigueur prévu par la loi	**26,5 %**	26,5 %
Taux prévu par la loi appliqué au bénéfice comptable	**135**	187
(Diminution) augmentation des impôts sur les bénéfices résultant des éléments suivants :		
Composantes impôts sur les bénéfices des comptes d'écarts et de report réglementaires	**(44)**	(79)
Éléments non imposables de bénéfice	**(8)**	(6)
Actif réglementaire au titre des impôts reportés	**73**	25
Crédits d'impôt à l'investissement sur les dépenses de recherche scientifique et de développement expérimental, déduction faite des impôts sur les bénéfices	**(43)**	(16)
Divers	**(21)**	28
	(43)	(48)
Charge d'impôts	**92**	139
Taux d'imposition effectif	**18,1 %**	19,7 %

Les incidences fiscales des écarts temporaires donnant lieu à des actifs et des passifs d'impôts reportés aux 31 décembre sont les suivantes :

(en millions de dollars)	2015	2014
Actifs d'impôts reportés :		
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	**5 032**	4 247
Autres passifs et actifs	**1 689**	1 984
	6 721	6 231
Passifs d'impôts reportés :		
Immobilisations corporelles et actifs incorporels	**(2 119)**	(1 478)
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	**(3 784)**	(3 595)
Autres passifs et actifs	**(1 708)**	(1 986)
	(7 611)	(7 059)
Passifs d'impôts reportés nets	**(890)**	(828)

En 2015, OPG a enregistré une diminution de 69 millions de dollars (22 millions de dollars en 2014) du passif d'impôts reportés pour tenir compte des impôts qui devraient être recouvrés ou remboursés à même les tarifs réglementés facturés à la clientèle. Puisque ces impôts reportés devraient être remboursés à même les tarifs réglementés futurs, OPG a comptabilisé une diminution correspondante de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés. En conséquence, la charge d'impôts reportés pour 2015 et 2014 n'a pas été touchée.

Le tableau suivant présente les passifs d'impôts reportés comptabilisés pour les activités à tarifs réglementés qui devraient être recouvrés à même les tarifs réglementés futurs :

(en millions de dollars)	2015	2014
Aux 1er janvier :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés	**644**	418
Passifs d'impôts reportés découlant des actifs réglementaires au titre des impôts reportés	**217**	141
	861	559
Incidence de la réglementation des tarifs des centrales hydroélectriques en 2014 :		
Passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires au 30 juin 2014 relatifs aux centrales visées par la réglementation à compter du 1er juillet 2014	**-**	243
Passifs d'impôts reportés découlant de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés liés à la réglementation des centrales à compter du 1er juillet 2014	**-**	81
	861	883
Variations au cours de l'exercice :		
Diminution des passifs d'impôts reportés sur les écarts temporaires liés aux activités à tarifs réglementés, y compris les centrales visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014	**(52)**	(17)
Diminution des passifs d'impôts reportés découlant de l'actif réglementaire au titre des impôts reportés, y compris les centrales visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014	**(17)**	(5)
Solde aux 31 décembre	**792**	861

L'économie d'impôts liée à une position fiscale est comptabilisée seulement lorsqu'il est plus probable qu'improbable que, selon sa valeur technique, cette position sera maintenue après examen par les autorités fiscales. L'économie d'impôts exigibles et reportés correspond au montant le plus élevé, compte tenu des possibilités de règlement, dont la réalisation est probable à plus de 50 % au moment du règlement avec les autorités fiscales.

Le rapprochement du solde d'ouverture et du solde de clôture des économies d'impôts non constatées est comme suit :

(en millions de dollars)	2015	2014
Économies d'impôts non constatées au début de l'exercice	**79**	91
Ajouts en fonction des positions fiscales relatives à l'exercice considéré	**16**	11
Ajouts pour les positions fiscales des exercices antérieurs	**7**	12
Réductions pour les positions fiscales des exercices antérieurs	**(14)**	(35)
Divers	**(16)**	-
Économies d'impôts non constatées à la fin de l'exercice	**72**	79

Au 31 décembre 2015, les économies d'impôts non constatées d'OPG s'élevaient à 72 millions de dollars (79 millions de dollars en 2014), compte non tenu des intérêts et des pénalités, lesquels pourraient avoir une incidence sur le taux d'imposition effectif d'OPG s'ils étaient comptabilisés. Les variations des économies d'impôts non constatées pour les 12 prochains mois ne peuvent être prédites avec certitude.

OPG comptabilise les intérêts et les pénalités liés aux économies d'impôts non constatées comme charge d'impôts. Au 31 décembre 2015, OPG avait comptabilisé des intérêts sur les économies d'impôts non constatées de 7 millions de dollars (6 millions de dollars en 2014). OPG considère que sa domiciliation fiscale principale est le Canada. OPG demeure assujettie à des contrôles fiscaux pour les exercices postérieurs à 2011.

En 2015, OPG a versé 47 millions de dollars en impôts (déduction faite du recouvrement d'impôts). En 2014, le montant du recouvrement d'impôts reçu, déduction faite des impôts versés, s'est établi à 29 millions de dollars.

10. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

Les variations des soldes de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts, au cours des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2015 Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie[1]	2015 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite[1]	Total[1]
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	**(117)**	**(379)**	**(496)**
Perte nette sur les couvertures de flux de trésorerie	**(5)**	**-**	**(5)**
Gain actuariel lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**-**	**148**	**148**
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	**16**	**18**	**34**
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	**11**	**166**	**177**
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	**(106)**	**(213)**	**(319)**

[1] Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

(en millions de dollars)	Gains et pertes latents sur les couvertures de flux de trésorerie[1]	2014 Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite[1]	Total[1]
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de l'exercice	(129)	(555)	(684)
Gain net sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	-	(2)
Comptabilisation de l'actif réglementaire initial des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite pour les montants comptabilisés avant l'application de la réglementation tarifaire à certaines centrales à compter du 1er juillet 2014 (note 3)	-	184	184
Perte actuarielle lors de la réévaluation des passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	-	(35)	(35)
Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	14	27	41
Autres éléments du résultat étendu pour l'exercice	12	176	188
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de l'exercice	(117)	(379)	(496)

[1] Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts sur les bénéfices.

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, les montants importants reclassés hors de chaque composante du cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices, sont comme suit :

(en millions de dollars)	Montants reclassés hors du cumul des autres éléments du résultat étendu 2015	2014	Poste aux états des résultats
Amortissement des pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie			
Pertes	**18**	16	Intérêts débiteurs, montant net
Recouvrement d'impôts	**(2)**	(2)	Charge d'impôts
	16	14	
Amortissement des montants relatifs aux régimes de retraite et autres avantages complémentaires			
Pertes actuarielles et coûts des services passés	**25**	37	Se reporter à la note 1 ci-dessous
Recouvrement d'impôts	**(7)**	(10)	Charge d'impôts
	18	27	
Total des montants reclassés pour l'exercice	**34**	41	

[1] Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont prises en compte pour le calcul des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite (pour plus de détails, se reporter à la note 11).

11. RÉGIMES DE RETRAITE ET D'AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Actifs de la caisse de retraite

Les directives de placement de la caisse de retraite du régime agréé d'OPG sont présentées dans l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements. L'énoncé des politiques et procédures en matière de placements est examiné et approuvé par le comité d'audit et du risque du conseil d'administration d'OPG au moins annuellement et comporte un exposé sur les objectifs et les attentes en matière de placements, sur la composition des actifs et son rééquilibrage et sur la méthode d'évaluation du rendement des actifs de la caisse de retraite.

Conformément à l'énoncé des politiques et procédures en matière de placements, les décisions de répartition des placements sont prises dans le but d'atteindre l'objectif d'OPG de respecter les obligations du régime au fur et à mesure qu'elles arrivent à échéance. Les actifs de la caisse de retraite sont placés dans trois catégories d'actifs. La première catégorie correspond aux actifs de couverture des passifs, dont l'objectif est de protéger les passifs des régimes contre la sensibilité à l'inflation et aux taux d'intérêt. La seconde catégorie comprend les actifs d'accroissement du rendement, dont l'objectif est d'obtenir des rendements plus élevés par rapport à ceux attendus des actifs de couverture des passifs. La troisième catégorie inclut les stratégies de diversification du rendement, qui visent à améliorer le rendement global de la caisse de retraite tout en atténuant le risque de baisse des marchés.

Pour atteindre l'objectif énoncé ci-dessus, OPG a opté pour la répartition cible stratégique des actifs suivante :

	Cible
Catégorie d'actifs	
Actifs de couverture des passifs	54 %
Actifs d'accroissement du rendement	33 %
Rendements des actifs de diversification	13 %

Le régime a recours à des titres dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt et des contrats de change à terme, aux fins de la gestion des risques, lorsque cela est cohérent avec ses objectifs de placement.

Concentrations importantes de risque dans les actifs de la caisse de retraite

Les actifs de la caisse de retraite sont diversifiés afin de limiter l'incidence que pourrait avoir à lui seul un placement en particulier. La caisse de retraite se compose d'actifs de plusieurs catégories. Les titres à revenu fixe sont diversifiés et comprennent des obligations du gouvernement canadien, des obligations d'organismes gouvernementaux, des obligations indexées sur l'inflation, des obligations de sociétés, ainsi qu'un programme de couverture par superposition de taux d'intérêt, qui est décrit dans la rubrique sur les fonds groupés. Les placements en actions comprennent des actions canadiennes, américaines et autres que nord-américaines. De plus, des portefeuilles dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture représentent environ 9 % du total des actifs constituant la caisse de retraite au 31 décembre 2015. De plus, les placements dans les catégories d'actifs ci-dessus sont diversifiés par fonds, gestionnaires de portefeuille, stratégies, années, secteurs et régions, selon les caractéristiques propres à chaque catégorie d'actifs.

Le risque de crédit relatif aux titres à revenu fixe détenus par la caisse de retraite est régi par des directives en matière de tolérance au risque, qui exige que les titres à revenu fixe respectent bon nombre de contraintes de placement pour assurer une diversification prudente et la qualité minimale recommandée pour les notations de crédit requises. Comme il est lié aux dérivés détenus par la caisse de retraite, le risque de crédit est géré conformément à la documentation de l'International Swap and Derivatives Association, et la gestion des contreparties est assumée par les gestionnaires de portefeuille de la caisse de retraite.

Gestion des risques

La supervision de la gestion des risques de la caisse de retraite comprend, entre autres, les activités suivantes :

- Gestion périodique de l'actif et du passif et recherches stratégiques sur la répartition des actifs
- Surveillance des niveaux de financement et des ratios de financement
- Surveillance de la conformité aux lignes directrices quant à la répartition des actifs et des contrats de gestion de placements
- Surveillance du rendement des catégories d'actifs par rapport à leur indice de référence
- Surveillance du rendement des gestionnaires de placements par rapport à leurs indices de référence
- Surveillance des directives en matière de tolérance au risque

Taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite

Le taux de rendement prévu des actifs de la caisse de retraite est fondé sur la répartition des actifs de la caisse, de même que sur le rendement prévu en tenant compte des risques et rendements historiques à long terme de chaque catégorie d'actifs qui compose le portefeuille des régimes. Les décisions en matière de gestion des actifs prennent en compte les passifs économiques du régime.

Évaluations à la juste valeur

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les instruments financiers entre trois niveaux fondés sur l'importance des données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs. Se reporter à la note 13 pour obtenir une présentation détaillée sur les évaluations à la juste valeur et la hiérarchie des justes valeurs.

Les tableaux qui suivent présentent les actifs de la caisse de retraite évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs :

	31 décembre 2015			
(en millions de dollars)	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**374**	**-**	**-**	**374**
Placements à court terme	**-**	**1**	**-**	**1**
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	**-**	**392**	**-**	**392**
Obligations de gouvernements	**-**	**3 794**	**-**	**3 794**
Actions				
Canadiennes	**1 547**	**-**	**-**	**1 547**
Américaines	**1 786**	**-**	**-**	**1 786**
Autres que nord-américaines	**1 992**	**-**	**-**	**1 992**
Fonds groupés	**21**	**147**	**1 878**	**2 046**
Infrastructures	**-**	**-**	**702**	**702**
Immobilier	**-**	**-**	**402**	**402**
Agriculture	**-**	**-**	**107**	**107**
Divers	**1**	**-**	**6**	**7**
	5 721	**4 334**	**3 095**	**13 150** [1]

[1] Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

(en millions de dollars)	31 décembre 2014 Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Trésorerie et équivalents de trésorerie	251	-	-	251
Placements à court terme	-	3	-	3
Titres à revenu fixe				
Titres d'emprunt de sociétés	-	349	-	349
Obligations de gouvernements	-	1 704	-	1 704
Actions				
Canadiennes	1 955	-	-	1 955
Américaines	2 016	-	-	2 016
Autres que nord-américaines	2 147	-	-	2 147
Fonds groupés	12	2 450	866	3 328
Infrastructures	-	-	338	338
Immobilier	-	-	243	243
Agriculture	-	-	57	57
Divers	-	-	5	5
	6 381	4 506	1 509	12 396 [1]

[1] Le tableau ci-dessus ne tient pas compte des montants à recevoir de la caisse de retraite et dus à celle-ci.

Le tableau suivant présente les variations de la juste valeur des instruments financiers classés dans le niveau 3 :

(en millions de dollars)	Fonds groupés	Infrastructures	Immobilier	Agriculture	Divers	Total
Solde d'ouverture au 1er janvier 2014	11	208	210	57	2	488
Total des gains réalisés et latents	69	37	19	-	-	125
Achats, ventes et règlements	786	93	14	-	3	896
Solde de clôture au 31 décembre 2014	866	338	243	57	5	1 509
Total des gains réalisés et latents	**247**	**91**	**58**	**-**	**-**	**396**
Achats, ventes et règlements	**765**	**273**	**101**	**50**	**1**	**1 190**
Solde de clôture au 31 décembre 2015	**1 878**	**702**	**402**	**107**	**6**	**3 095**

Au cours des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2.

Coûts et passifs des régimes

Des détails sur les obligations d'OPG au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, des actifs de la caisse de retraite et des coûts sont présentés dans les tableaux qui suivent :

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2015	2014	2015	2014
Hypothèses moyennes pondérées – obligations au titre des prestations à la fin de l'exercice				
Taux d'actualisation des prestations futures	**4,10 %**	4,00 %	**4,13 %**	4,03 %
Taux d'indexation de la grille salariale				
– six premières années	**1,60 %**	2,00 %	**1,60 %**	2,00 %
– par la suite	**2,50 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	**s. o.**	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**6,00 %**	6,09 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**4,33 %**	4,33 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**s. o.**	s. o.	**2,00 %**	2,00 %

	Régimes de retraite agréés et régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
	2015	2014	2015	2014
Hypothèses moyennes pondérées – coûts de l'exercice				
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**6,25 %**	6,25 %	**s. o.**	s. o.
Taux d'actualisation des prestations futures	**4,00 %**	4,90 %	**4,03 %**	4,91 %
Taux d'indexation de la grille salariale				
– six premières années	**2,00 %**	2,50 %	**2,00 %**	2,50 %
– par la suite	**2,50 %**	2,50 %	**2,50 %**	2,50 %
Taux d'indexation du coût de la vie jusqu'au versement des prestations de retraite	**2,00 %**	2,00 %	**s. o.**	s. o.
Taux tendanciel initial du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**6,09 %**	6,19 %
Taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**4,33 %**	4,34 %
Année d'atteinte du taux tendanciel prévu du coût des soins de santé	**s. o.**	s. o.	**2030**	2030
Taux d'augmentation des prestations d'invalidité	**s. o.**	s. o.	**2,00 %**	2,00 %
Durée moyenne résiduelle prévue d'activité des salariés actifs (années)	**12**	12	**13**	13

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2015	2014	Régimes de retraite complémentaires 2015	2014	Avantages complémentaires de retraite 2015	2014
Composantes de la charge constatée						
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**320**	238	**7**	8	**71**	64
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**630**	658	**13**	14	**127**	135
Rendement prévu des actifs des régimes, déduction faite des charges	**(717)**	(628)	**-**	-	**-**	-
Amortissement de la perte actuarielle nette[1]	**292**	260	**6**	4	**27**	6
Comptabilisation du gain actuariel net lié aux prestations d'invalidité prolongée	**-**	-	**-**	-	**7**	(3)
Coûts comptabilisés[2]	**525**	528	**26**	26	**232**	202

[1] L'amortissement des coûts des services passés et de la perte actuarielle nette a été comptabilisé comme une hausse des autres éléments du résultat étendu. Cette hausse a été en partie compensée par l'incidence de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite dont il est question à la note 5.

[2] Sauf l'incidence des comptes d'écarts et de report dont il est question à la note 5.

Le total des coûts relatifs aux avantages, y compris l'incidence du compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, du compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires et du compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement, s'établit comme suit pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2015	2014
Régimes de retraite agréés	**525**	528
Régimes de retraite complémentaires	**26**	26
Avantages complémentaires de retraite	**232**	202
Compte d'écarts des coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 5)*	**-**	(254)
Compte d'écarts liés aux paiements au comptant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires *(note 5)*	**(21)**	(6)
Compte de report de l'écart entre le coût des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite établi selon la comptabilité de trésorerie et celui établi selon la comptabilité d'engagement *(note 5)*	**(279)**	(36)
Coûts des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**483**	460

Les obligations au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et les actifs de la caisse de retraite, évalués aux 31 décembre, sont les suivants :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2015	Régimes de retraite agréés 2014	Régimes de retraite complémentaires 2015	Régimes de retraite complémentaires 2014	Avantages complémentaires de retraite 2015	Avantages complémentaires de retraite 2014
Variation des actifs de la caisse de retraite						
Juste valeur des actifs de la caisse de retraite au début de l'exercice	**12 407**	10 961	**-**	-	**-**	-
Cotisations patronales	**362**	364	**24**	16	**94**	93
Cotisations salariales	**72**	70	**-**	-	**-**	-
Rendement réel des actifs des régimes déduction faite des charges	**1 151**	1 677	**-**	-	**-**	-
Versements de prestations	**(832)**	(665)	**(24)**	(16)	**(94)**	(93)
Juste valeur des actifs des régimes à la fin de l'exercice	**13 160**	12 407	**-**	-	**-**	-
Variation des obligations au titre des prestations projetées						
Obligations au titre des prestations projetées au début de l'exercice	**15 669**	13 422	**317**	289	**3 143**	2 719
Coût des services rendus au cours de l'exercice pour l'employeur	**320**	238	**7**	8	**71**	64
Cotisations salariales	**72**	70	**-**	-	**-**	-
Intérêts sur l'obligation au titre des prestations projetées	**630**	658	**13**	14	**127**	135
Versements de prestations	**(832)**	(665)	**(24)**	(16)	**(94)**	(93)
Coûts des services passés	**-**	-	**-**	-	**5**	-
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette	**(384)**	1 946	**(14)**	22	**(64)**	318
Obligations au titre des prestations projetées à la fin de l'exercice	**15 475**	15 669	**299**	317	**3 188**	3 143
Situation de capitalisation – déficit à la fin de l'exercice	**(2 315)**	(3 262)	**(299)**	(317)	**(3 188)**	(3 143)

Le tableau suivant présente les passifs au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite et leur classement aux bilans consolidés aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés 2015	Régimes de retraite agréés 2014	Régimes de retraite complémentaires 2015	Régimes de retraite complémentaires 2014	Avantages complémentaires de retraite 2015	Avantages complémentaires de retraite 2014
Passif à court terme	**-**	-	**(17)**	(9)	**(103)**	(93)
Passifs à long terme	**(2 315)**	(3 262)	**(282)**	(308)	**(3 085)**	(3 050)
Total des passifs	**(2 315)**	(3 262)	**(299)**	(317)	**(3 188)**	(3 143)

Au 31 décembre 2015, les obligations cumulées au titre des prestations pour les régimes de retraite agréés et les régimes de retraite complémentaires s'élevaient respectivement à 14 327 millions de dollars et 267 millions de dollars (respectivement 14 333 millions de dollars et 274 millions de dollars en 2014). Il y a une différence entre l'obligation cumulée au titre des prestations et l'obligation au titre des prestations projetées parce que l'obligation cumulée au titre des prestations ne comporte pas d'hypothèse à propos des niveaux de rémunération futurs.

Le tableau suivant présente les composantes des autres éléments du résultat étendu d'OPG liées aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages complémentaires de retraite et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, tel qu'il est mentionné à la note 5, pour les exercices clos les 31 décembre, avant impôts :

(en millions de dollars)	**Régimes de retraite agréés**		**Régimes de retraite complémentaires**		**Avantages complémentaires de retraite**	
	2015	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**
Variations des actifs des régimes et des obligations au titre des prestations comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu						
(Gain actuariel net) perte actuarielle nette de l'exercice	**(818)**	897	**(14)**	22	**(71)**	321
Coûts des services passés pour l'exercice	**-**	-	**-**	-	**5**	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	**(292)**	(260)	**(6)**	(4)	**(27)**	(6)
(Augmentation) diminution totale des autres éléments du résultat étendu	**(1 110)**	637	**(20)**	18	**(93)**	315
Moins : (Diminution) augmentation de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, compte non tenu de l'actif réglementaire initial lié aux centrales visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014 *(note 5)*	**(916)**	652	**(15)**	19	**(70)**	289
Moins : comptabilisation de l'actif réglementaire initial au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite lié aux centrales visées par la réglementation des tarifs à compter de 2014 *(note 3)*	**-**	219	**-**	5	**-**	21
(Augmentation) diminution nette des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	**(194)**	(234)	**(5)**	(6)	**(23)**	5

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite qui n'avaient pas encore été comptabilisés en tant que composantes du coût relatif aux avantages aux 31 décembre, avant impôts :

	Régimes de retraite agréés		Régimes de retraite complémentaires		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars)	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**	**2015**	**2014**
Montants non amortis comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu						
Coûts des services passés	**-**	-	**-**	-	**6**	1
Perte actuarielle nette	**3 023**	4 133	**77**	97	**540**	638
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	**3 023**	4 133	**77**	97	**546**	639
Moins : Actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite *(note 5)*	**2 786**	3 702	**73**	88	**503**	573
Montant net comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	**237**	431	**4**	9	**43**	66

Le tableau suivant présente les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu d'OPG et l'actif réglementaire correspondant au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite au 31 décembre (inclus dans le tableau ci-dessus) qui devraient être amortis comme des composantes du coût relatif aux avantages et comptabilisés comme des augmentations des autres éléments du résultat étendu et comme des diminutions de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite, en 2016, avant impôts :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
Coûts des services passés	**-**	**-**	**1**
Perte actuarielle nette	**192**	**4**	**19**
Total de l'augmentation du cumul des autres éléments du résultat étendu	**192**	**4**	**20**
Moins : diminution estimative de l'actif réglementaire au titre des régimes de retraite et des avantages complémentaires de retraite	**177**	**4**	**18**
Augmentation nette du cumul des autres éléments du résultat étendu (avant impôts)	**15**	**-**	**2**

D'après l'évaluation actuarielle aux fins de capitalisation la plus récente du régime de retraite agréé d'OPG, en date du 1er janvier 2014, il existait un passif non capitalisé de 1 143 millions de dollars selon l'hypothèse de la continuité de l'exploitation et une insuffisance de 7 034 millions de dollars en cas de liquidation. La situation de capitalisation qui sera présentée dans la prochaine évaluation actuarielle, qui doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard, pourrait être considérablement différente. OPG prévoit verser des cotisations de 357 millions de dollars dans son régime de retraite agréé en 2016. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre. OPG continuera d'évaluer le niveau requis des cotisations au régime de retraite.

Les régimes de retraite complémentaires ne sont pas capitalisés, mais ils sont garantis au moyen de lettres de crédit qui totalisaient 345 millions de dollars au 31 décembre 2015 (310 millions de dollars en 2014).

Les versements de prestations futurs estimatifs aux participants des régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite, en fonction des hypothèses utilisées pour évaluer les obligations au titre des prestations au 31 décembre 2015, se détaillent de la manière suivante :

(en millions de dollars)	Régimes de retraite agréés	Régimes de retraite complémentaires	Avantages complémentaires de retraite
2016	661	18	103
2017	664	19	107
2018	750	19	111
2019	726	19	115
2020	764	20	121
Entre 2021 et 2025	4 099	105	676

Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation des composantes services rendus au cours de l'exercice et intérêts des coûts de 45 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2015 (42 millions de dollars pour 2014) ou une diminution des composantes services et intérêts des coûts de 33 millions de dollars au titre des avantages complémentaires de retraite pour 2015 (31 millions de dollars pour 2014). Une augmentation ou une diminution de 1 % du taux tendanciel du coût des soins de santé entraînerait une augmentation de 584 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2015 pour les avantages complémentaires de retraite (567 millions de dollars pour 2014) ou une diminution de 446 millions de dollars de l'obligation au titre des prestations projetées au 31 décembre 2015 pour les avantages complémentaires de retraite (432 millions de dollars pour 2014).

12. GESTION DU RISQUE ET DÉRIVÉS

OPG est exposée aux risques liés à la variation des taux d'intérêt du marché sur les instruments d'emprunt qu'elle envisage d'émettre dans le futur et aux fluctuations du change qui ont une incidence sur ses actifs, ses passifs et ses opérations prévues. Des instruments dérivés choisis sont utilisés pour gérer ces risques. Les dérivés sont utilisés à titre d'instruments de couverture, de même qu'à des fins de transaction.

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que la valeur des actifs et des passifs varie en raison des fluctuations des taux d'intérêt connexes. Le risque de taux d'intérêt d'OPG découle du besoin de refinancer une dette existante ou de souscrire de nouveaux financements. Ce risque est géré au moyen de dérivés servant à couvrir l'exposition, conformément aux politiques de gestion des risques de la Société. OPG recourt périodiquement à des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments de risque de taux d'intérêt associés à un financement prévu.

Les résultats financiers d'OPG sont exposés au risque de volatilité du taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain, puisque les combustibles et certains services et fournitures achetés pour les centrales et les grands projets de développement sont surtout libellés en dollars américains. Le cas échéant, OPG conclut des contrats de change ou des ententes avec d'importantes institutions financières afin de gérer l'exposition de la Société à la fluctuation des devises.

La majeure partie des revenus d'OPG provient des ventes sur le marché au comptant administré par la SIERE. Les intervenants sur le marché au comptant administré par la SIERE fournissent des garanties conformément aux exigences prudentielles de la SIERE visant à couvrir les fonds qu'ils pourraient devoir sur le marché. Bien que l'exposition au risque de crédit découlant de la SIERE représente une tranche importante des débiteurs d'OPG, la direction de la Société accepte ce risque en raison du rôle de premier plan joué par la SIERE sur le marché de

l'électricité de l'Ontario. L'exposition des débiteurs restants découle d'un groupe diversifié de contreparties dont la qualité est habituellement élevée. Au 31 décembre 2015, la provision pour créances douteuses d'OPG était inférieure à 1 million de dollars.

Les dérivés à la juste valeur d'OPG représentaient un passif net total de 2 millions de dollars au 31 décembre 2015 (291 millions de dollars en 2014). Au 31 décembre 2014, les dérivés à la juste valeur comprenaient un passif dérivé de 302 millions de dollars incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce lié à la réduction conditionnelle des revenus locatifs d'OPG dans l'avenir, et des actifs nets de 11 millions de dollars constitués d'autres instruments dérivés. Le passif dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce est inclus dans le bilan au poste créditeurs et charges à payer à long terme. Les modifications au contrat de location des centrales Bruce en décembre 2015 consistaient à éliminer la clause ayant donné lieu au dérivé incorporé, ce qui a entraîné la reprise du passif dérivé d'environ 299 millions de dollars en décembre 2015, avec réduction correspondante de l'actif réglementaire du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce. Les modifications de décembre 2015 au contrat de location des centrales Bruce sont présentées à la note 3, à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*.

Le tableau suivant montre le montant relatif aux dérivés comptabilisé dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et le bénéfice pour les exercices clos les 31 décembre :

(en millions de dollars)	2015	2014
Couvertures de flux de trésorerie (comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu)		
Pertes incluses dans les autres éléments du résultat étendu	**(7)**	(3)
Reclassement de pertes dans les intérêts débiteurs, montant net	**20**	19
Reclassement de gains dans les charges liées au combustible	**(2)**	(3)
Dérivés sur marchandises (comptabilisés dans le bénéfice)		
Pertes réalisées incluses dans les revenus	**(16)**	(11)
(Pertes latentes) gains latents inclus dans les revenus	**(7)**	9
Dérivé incorporé (comptabilisé dans le bénéfice)		
Gains latents inclus dans les revenus[1]	**225**	44

[1] Sauf l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Les pertes nettes existantes de 21 millions de dollars déjà comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2015 devraient être reclassées dans le bénéfice net dans les 12 prochains mois.

13. ÉVALUATIONS À LA JUSTE VALEUR

OPG est tenue de classer les évaluations à la juste valeur selon une hiérarchie. Cette hiérarchie répartit les actifs et les passifs financiers entre trois niveaux fondés sur les données utilisées pour l'évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs financiers. La hiérarchie des justes valeurs comporte les trois niveaux suivants :

- Niveau 1 : L'évaluation des données se fonde sur les cours du marché non rajustés observés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques.
- Niveau 2 : L'évaluation se fonde sur des données autres que les cours du marché visés au niveau 1, qui sont observables pour l'actif ou le passif, soit directement ou indirectement.
- Niveau 3 : L'évaluation se fonde sur des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La juste valeur des instruments financiers négociés sur des marchés actifs se fonde sur les cours du marché aux dates des bilans consolidés. Un marché est considéré comme actif si les cours du marché sont disponibles régulièrement auprès d'une Bourse, d'un courtier, d'un groupe industriel, d'un service d'établissement des prix ou d'un organisme de réglementation, et si ces cours représentent des opérations réelles se produisant régulièrement

dans des conditions normales de marché. Le cours du marché utilisé pour les actifs financiers détenus par OPG est le cours acheteur. Ces instruments sont compris dans le niveau 1 et se composent surtout de titres de capitaux propres et de placements dans des fonds.

Pour les instruments financiers pour lesquels il n'y a pas de cours de marché facilement disponibles, les justes valeurs sont estimées à l'aide de courbes de prix à terme tracées à partir de cours de marché ou de taux observables. L'estimation de la juste valeur peut comprendre l'utilisation de techniques ou de modèles d'évaluation fondés, dans la mesure du possible, sur des hypothèses s'appuyant sur des cours ou des taux observables de marché en vigueur aux dates des bilans consolidés. C'est le cas des dérivés et titres négociés hors Bourse, qui comprennent les dérivés de produits énergétiques, les dérivés de change, les dérivés de swap de taux d'intérêt et les placements dans des fonds. Les placements dans des fonds groupés sont évalués selon la valeur des parts établie par les administrateurs des fonds groupés. La valeur des parts représente l'actif net sous-jacent évalué selon la juste valeur établie selon les cours de clôture. Les modèles d'évaluation utilisent des hypothèses générales et des données de marché et ne reflètent donc pas les risques spécifiques et d'autres facteurs qui toucheraient la juste valeur d'un instrument donné. Les méthodes employées pour calculer les rajustements de juste valeur sont examinées à intervalles réguliers afin de s'assurer qu'elles demeurent appropriées. Si toutes les données importantes requises pour évaluer un instrument à la juste valeur sont observables, l'instrument est inclus dans le niveau 2.

Si une ou plusieurs des données importantes ne se fondent pas sur des données de marché observables, l'instrument est classé dans le niveau 3. Des techniques d'évaluation précises sont employées pour évaluer ces instruments. Les données importantes de niveau 3 comprennent des transactions récentes comparables, de l'information de référence comparable, l'écart cours acheteur-cours vendeur de transactions similaires, et d'autres données pertinentes.

Les transferts vers ou depuis chaque niveau et les transferts entre les niveaux sont réputés avoir eu lieu, dans chaque cas, à la date de l'événement ou du changement de circonstances qui a occasionné le transfert.

La Société doit déterminer la juste valeur de tous ses instruments financiers. Le tableau qui suit présente un sommaire des instruments financiers d'OPG aux 31 décembre :

(en millions de dollars)	Juste valeur 2015	Juste valeur 2014	Valeur comptable[1] 2015	Valeur comptable[1] 2014	Poste du bilan
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (y compris la tranche à court terme)	**15 136**	14 379	**15 136**	14 379	Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires
Montant à payer relatif aux couvertures de flux de trésorerie	**(56)**	(63)	**(56)**	(63)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	**-**	(302)	**-**	(302)	Créditeurs et charges à payer à long terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	**(5 978)**	(6 326)	**(5 472)**	(5 730)	Dette à long terme
Autres instruments financiers	**6**	19	**6**	19	Divers

[1] La valeur comptable des autres instruments financiers inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les montants à recevoir de parties liées, les autres actifs à court terme, la dette à court terme, et les créditeurs et charges à payer se rapproche de leur juste valeur en raison de l'échéance immédiate ou à court terme de ces instruments financiers.

La juste valeur des instruments d'emprunt à long terme est établie à l'aide d'un modèle d'évaluation conventionnel en fonction des flux de trésorerie futurs, de la courbe des taux du marché actuels et de la durée jusqu'à l'échéance. Ces données sont considérées être des données de niveau 2.

Les tableaux qui suivent présentent des actifs et des passifs évalués à la juste valeur conformément à la hiérarchie des justes valeurs :

(en millions de dollars)	31 décembre 2015 Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs				
Fonds de déclassement	**3 200**	**2 733**	**616**	**6 549**
Fonds pour combustible irradié	**681**	**7 787**	**119**	**8 587**
Autres instruments financiers	**14**	**4**	**16**	**34**
Total	**3 895**	**10 524**	**751**	**15 170**
Passif				
Autres instruments financiers	**(18)**	**(8)**	**(2)**	**(28)**
Total	**(18)**	**(8)**	**(2)**	**(28)**
Actif net	**3 877**	**10 516**	**749**	**15 142**

(en millions de dollars)	31 décembre 2014 Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Actifs				
Fonds de déclassement	3 069	2 787	390	6 246
Fonds pour combustible irradié	617	7 444	72	8 133
Autres instruments financiers	4	5	16	25
Total	3 690	10 236	478	14 404
Passif				
Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce	-	-	(302)	(302)
Autres instruments financiers	(3)	(3)	-	(6)
Total	(3)	(3)	(302)	(308)
Actif net	3 687	10 233	176	14 096

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, il n'y a eu aucun transfert entre le niveau 1 et le niveau 2. De plus, il n'y a pas eu de transfert vers et depuis le niveau 3.

Le tableau qui suit présente les variations des actifs et passifs d'OPG mesurés à la juste valeur, selon le niveau 3 :

(en millions de dollars)	Fonds de déclassement	Fonds pour combustible irradié	Dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce[1]	Autres instruments financiers
Solde d'ouverture au 1er janvier 2014	247	42	(346)	12
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires[2]	20	4	-	-
Gains latents inclus dans les revenus	-	-	44	2
Gains réalisés (pertes réalisées) inclus dans les revenus	1	-	-	(11)
Achats	148	28	-	13
Ventes	(12)	(2)	-	-
Règlements	(14)	-	-	-
Solde de clôture au 31 décembre 2014	390	72	(302)	16
Gains latents inclus dans le rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires[2]	**58**	**10**	-	-
Gains latents (pertes latentes) inclus dans les revenus	-	-	**225**	**(4)**
Gains réalisés (pertes réalisées) inclus dans les revenus	**2**	**1**	-	**(16)**
Achats	**191**	**36**	-	**18**
Ventes	**(12)**	**(3)**	-	-
Règlements	**(13)**	**3**	**77**	-
Solde de clôture au 31 décembre 2015	**616**	**119**	-	**14**

[1] Par suite de la modification apportée en décembre 2015 au contrat de location des centrales Bruce, et dont il est question à la rubrique *Modifications de méthodes et d'estimations comptables*, les modalités du contrat précisant les réductions conditionnelles des revenus locatifs dans l'avenir ont été éliminées. Par conséquent, le passif dérivé incorporé dans le contrat de location des centrales Bruce a fait l'objet d'une reprise en 2015.

[2] Le total des gains (pertes) ne tient pas compte de l'incidence du compte d'écarts des revenus nets de location des centrales Bruce.

Fonds de déclassement et Fonds pour combustible irradié

Les placements dans les Fonds nucléaires classés dans le niveau 3 consistent en des placements dans les secteurs de l'immobilier, des infrastructures et de l'agriculture à l'intérieur du portefeuille de placements non traditionnels. La juste valeur des placements dans le portefeuille de placements non traditionnels des Fonds nucléaires est établie à l'aide de méthodes d'évaluation acceptées par l'industrie, comme des opérations dans des conditions normales de marché, la référence à des titres comparables d'émetteurs ayant des notations de crédit similaires, des analyses des flux de trésorerie actualisés, des expertises de tiers ou des multiples de valorisation récents ou d'autres méthodes d'évaluation. Le contrôle, la taille, la liquidité ou d'autres escomptes/primes sur les placements sont pris en compte pour établir la juste valeur.

Le processus d'évaluation des placements pour lesquels aucun cours du marché publié n'existe est fondé sur des incertitudes inhérentes, et les valeurs qui en résultent peuvent différer des valeurs qui auraient été utilisées si un marché était en place pour les placements. Les valeurs peuvent aussi différer des prix auxquels les placements peuvent être vendus.

Le tableau qui suit présente les catégories de placements détenus dans les Fonds nucléaires qui étaient présentés à la valeur liquidative au 31 décembre 2015 :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	**Juste valeur**	**Engagements non capitalisés**	**Fréquence des rachats**	**Avis de rachat**
Infrastructures	979	385	s. o.	s. o.
Immobilier	600	226	s. o.	s. o.
Agriculture	41	160	s. o.	s. o.
Fonds groupés				
Placements à court terme	5	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Titres à revenu fixe	609	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Capitaux propres	698	s. o.	Quotidiennement	De 1 à 5 jours
Total	2 932	771		

La juste valeur des placements ci-dessus est classée soit dans le niveau 2 ou dans le niveau 3.

Infrastructures

Cette catégorie comprend les placements dans des fonds dont l'objectif de placement est de générer à la fois une plus-value du capital à long terme et des revenus à court terme, habituellement grâce à des placements dans les secteurs de l'énergie, des transports et des services publics. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées en fonction de la participation des Fonds nucléaires dans les capitaux propres ou dans les placements sous-jacents détenus par les filiales dans un fonds d'infrastructures. Les placements dans les fonds d'infrastructures respectifs ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation en actions ou dans des sociétés en commandite simple à une autre partie, comme le stipulent les conventions de société en commandite ou d'actionnaires. Les distributions de chaque fonds d'infrastructures seront reçues en fonction du rendement des placements sous-jacents ou du produit de la liquidation éventuelle des placements sous-jacents des fonds d'infrastructures. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents des fonds d'infrastructures seront liquidés. Toutefois, les fonds d'infrastructures arrivent à échéance entre 2019 et 2025.

Immobilier

Cette catégorie comprend les placements dans des biens immobiliers de qualité supérieure situés au Canada. L'objectif de placement est de fournir un revenu stable ainsi que la possibilité d'une plus-value du capital à long terme. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds nucléaires dans ces placements. Les placements dans des sociétés en commandite simple ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation dans une société en commandite simple à une autre partie, comme le stipule la convention de société en commandite, sous réserve du consentement écrit préalable des autres commanditaires. Pour les placements dans des sociétés immobilières fermées, les actions peuvent être remboursées selon un processus de remboursement préétabli. Il est impossible de prédire quand les actifs sous-jacents de cette catégorie seront liquidés.

Agriculture

Cette catégorie comprend un portefeuille diversifié de placements mondiaux dans des terres agricoles et forestières. L'objectif de placement est de procurer une source de revenus, un rendement et une protection contre l'inflation différenciés. Les justes valeurs des placements de cette catégorie ont été estimées à l'aide de la valeur liquidative de la participation des Fonds nucléaires dans ces placements. Les placements ne sont pas remboursables. Toutefois, les Fonds nucléaires peuvent transférer toute partie de leur participation dans une autre partie, comme le stipule la convention d'actionnaires, sous réserve du consentement écrit préalable des autres actionnaires.

Fonds groupés

Cette catégorie représente les placements dans des fonds groupés. Un fonds groupé se compose essentiellement d'un portefeuille diversifié de titres à revenu fixe émis principalement par des sociétés canadiennes et de portefeuilles diversifiés de titres à revenu fixe et de titres de capitaux propres inscrits en Bourse dans les marchés émergents. L'objectif de placement des fonds groupés est d'obtenir une plus-value du capital et des revenus par une gestion professionnelle des portefeuilles. La juste valeur des placements de cette catégorie a été estimée à l'aide de la valeur liquidative par action des placements. Il n'y a pas de restriction notable quant à la vente de placements de cette catégorie.

14. ACTIONS ORDINAIRES

Aux 31 décembre 2015 et 2014, OPG avait 256 300 010 actions ordinaires émises et en circulation d'une valeur déclarée de 5 126 millions de dollars. OPG est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale. Toute émission de nouvelles actions est assujettie au consentement de l'actionnaire d'OPG.

15. ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Litiges

Le 9 août 2006, un avis d'action et une déclaration, déposés devant la Cour de justice supérieure de l'Ontario, pour des dommages allégués de 500 millions de dollars ont été signifiés à OPG et à Bruce Power par British Energy Limited et British Energy International Holdings Limited (collectivement « British Energy »). L'action portait sur tout paiement ou dédommagement dont British Energy serait rendue responsable au cours d'une procédure d'arbitrage à son encontre par certains propriétaires de Bruce Power concernant une prétendue violation des déclarations et garanties que British Energy avait fournies aux requérants au moment de l'acquisition de la participation que British Energy avait dans Bruce Power (l'« arbitrage »). L'action et l'arbitrage avaient trait à la présence de corrosion dans un générateur de vapeur d'une unité découverte après qu'OPG ait loué les centrales nucléaires Bruce à Bruce Power.

En 2012, l'arbitre a conclu que British Energy était responsable, vis-à-vis des requérants, d'une partie des dommages qu'ils réclamaient. British Energy a évalué le montant du règlement final à 71 millions de dollars. En septembre 2014, British Energy a modifié sa déclaration (« déclaration modifiée ») pour réduire le montant des dommages à 100 millions de dollars pour refléter le fait que l'arbitrage n'avait pas accordé aux acquéreurs de la participation de British Energy dans Bruce Power tous les dommages qu'ils réclamaient initialement. Dans sa déclaration modifiée, British Energy a allégué aussi qu'OPG avait manqué à un engagement contractuel d'assurer l'entretien du générateur de vapeur entre le moment de la conclusion du contrat de location initial et la date d'entrée en vigueur du loyer, conformément aux bonnes pratiques.

OPG ou ses filiales font face à diverses autres actions en justice couvrant un large ensemble de questions soulevées dans le cours normal de leurs affaires.

Chacun de ces litiges s'accompagne d'incertitudes. L'issue de certains d'entre eux pourrait être défavorable. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire l'issue des diverses actions en justice qui sont en cours, la Société est d'avis que leur résolution ne devrait pas avoir une incidence néfaste importante sur la situation financière d'OPG.

Garanties

La Société et ses coentrepreneurs ont conjointement garanti la performance financière des entités sous contrôle conjoint, principalement en ce qui a trait au paiement des dettes. Au 31 décembre 2015, le montant total des garanties fournies à ces entités par OPG se chiffrait à 81 millions de dollars (78 millions de dollars en 2014). OPG peut en tout temps mettre fin à ces garanties en donnant un bref préavis, par écrit, aux contreparties. Les autres garanties viennent à échéance entre 2019 et 2029. Au 31 décembre 2015, l'incidence éventuelle de la juste valeur de ces garanties sur le bénéfice a été jugée négligeable et OPG ne s'attendait pas à faire de paiement associé à ces garanties.

Engagements contractuels et commerciaux

Les obligations contractuelles d'OPG au 31 décembre 2015 sont comme suit :

(en millions de dollars)	2016	2017	2018	2019	2020	Par la suite	Total
Ententes d'achat de combustible	175	173	163	97	65	110	783
Cotisations effectuées dans le cadre de l'ONFA[1]	150	163	193	288	133	2 285	3 212
Cotisations au régime de retraite agréé d'OPG[2]	357	-	-	-	-	-	357
Remboursement sur la dette à long terme	273	1 103	398	368	663	2 667	5 472
Intérêt sur la dette à long terme	261	242	186	167	145	2 275	3 276
Remboursement sur la dette à court terme	225	-	-	-	-	-	225
Engagements liés à la remise en état de la centrale Darlington[3]	284	-	-	-	-	-	284
Engagements liés à la centrale Peter Sutherland Sr.	128	38	-	-	-	-	166
Permis d'exploitation	41	43	37	23	24	142	310
Obligations en vertu de contrats de location-exploitation	16	17	17	14	14	47	125
Obligations d'achat non conditionnelles	68	61	58	57	55	5	304
Créditeurs et charges à payer	1 031	4	7	-	-	19	1 061
Divers	89	39	29	26	2	69	254
Total	3 098	1 883	1 088	1 040	1 101	7 619	15 829

[1] Les cotisations effectuées en vertu de l'ONFA reposent sur le calendrier des cotisations prévu dans le plan de référence de 2012 qui a été approuvé en 2012. Le plan de référence en vertu de l'ONFA révisé devrait entrer en vigueur le 1er janvier 2017.

[2] Les cotisations aux régimes de retraite comprennent les obligations de capitalisation continues et les obligations de capitalisation additionnelles requises pour combler le déficit indiqué par l'évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG en date du 1er janvier 2014. La prochaine évaluation actuarielle du régime de retraite agréé d'OPG doit être en date du 1er janvier 2017 au plus tard. Les cotisations sont tributaires de divers facteurs, y compris le rendement du marché, les modifications aux hypothèses actuarielles, les résultats techniques des régimes, l'évolution de l'environnement réglementaire des régimes de retraite et la date des évaluations actuarielles. Les obligations de capitalisation après 2016 sont exclues en raison de la variabilité importante des hypothèses nécessaires pour calculer les prévisions d'entrée des flux de trésorerie futurs. Le montant des cotisations volontaires additionnelles d'OPG, le cas échéant, est revu de temps à autre.

[3] Comprennent les coûts estimatifs actuellement engagés pour clore le projet, y compris la démobilisation du personnel affecté au projet et l'annulation des contrats existants et des commandes de matériel.

Les engagements contractuels et commerciaux décrits précédemment excluent certains bons de commande, puisqu'ils représentent des autorisations d'achat plutôt que des contrats juridiquement valables et qu'ils peuvent être modifiés sans pénalités importantes.

Engagements au titre des contrats de location

OPG loue ses centrales nucléaires Bruce A et Bruce B à Bruce Power. En vertu du contrat de location, modifié en décembre 2015, Bruce Power a des options de renouvellement du contrat jusqu'à la fin de 2064. Conformément au *Règlement de l'Ontario 53/05*, en vertu de la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario*, l'écart entre les revenus, y compris les revenus de location, et les coûts, y compris l'amortissement des actifs incorporels, d'OPG relatifs à la propriété des centrales nucléaires Bruce A et Bruce B est compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production nucléaire d'OPG. Ces revenus et ces coûts sont établis en fonction de la manière dont ils sont comptabilisés dans les états financiers consolidés d'OPG. Comme les actifs loués à Bruce Power ne sont pas des installations visées en vertu du *Règlement de l'Ontario 53/05*, leur valeur comptable nette n'est pas incluse dans la base tarifaire.

En 2015, OPG a comptabilisé un revenu locatif lié aux centrales Bruce de 185 millions de dollars (258 millions de dollars en 2014), y compris un loyer supplémentaire de 134 millions de dollars reçu de Bruce Power (207 millions de dollars en 2014), déduction faite d'un rabais requis par contrat de 77 millions de dollars. La valeur comptable nette

des immobilisations corporelles louées à Bruce Power s'établissait à 4 400 millions de dollars au 31 décembre 2015 (1 755 millions de dollars en 2014).

Conventions collectives

Au 31 décembre 2015, le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique représentait quelque 5 300 employés à plein temps d'OPG, soit environ 57 % de son effectif permanent. La précédente convention collective entre OPG et le syndicat est arrivée à échéance le 31 mars 2015. En mai 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 mars 2018. Les modifications à la convention collective comprennent des hausses des cotisations au régime de retraite des employés pour chaque année de la durée de la convention.

Au 31 décembre 2015, The Society of Energy Professionals (« The Society ») représentait environ 2 950 employés d'OPG, soit environ 32 % de son effectif permanent. La convention collective conclue entre OPG et The Society est arrivée à échéance le 31 décembre 2015. En novembre 2015, les parties ont convenu de renouveler la convention collective pour une durée de trois ans, soit jusqu'au 31 décembre 2018. Les modifications à la convention collective comprennent des hausses des cotisations au régime de retraite des employés pour chacune des deux premières années de la durée de la convention.

Les modifications aux deux conventions collectives prévoient pour les employés en place le versement de montants forfaitaires pour chacune des deux premières années de leurs conventions respectives et le droit de recevoir chaque année des actions dans Hydro One Inc. (« Hydro One ») pendant une période allant jusqu'à 15 ans, à partir de la troisième année de la convention, pourvu que ces employés continuent de verser des cotisations au régime de retraite d'OPG. La durée des deux conventions était conditionnelle au premier appel public à l'épargne d'Hydro One, qui a eu lieu en novembre 2015.

Contrat de prestation de services de technologies de l'information

OPG a eu recours à un processus d'appel d'offres pour l'impartition de ses services de technologies de l'information sur la période 2014-2015, adressant une invitation à soumissionner à un certain nombre de fournisseurs qualifiés. En octobre 2015, après le processus d'appel d'offres, un contrat de cinq ans avec prise d'effet en février 2016 a été conclu. La valeur estimée du nouveau contrat est d'environ 300 millions de dollars sur la période de cinq ans.

16. SECTEURS D'ACTIVITÉ

OPG compte les cinq secteurs d'activité isolables suivants :

- Production nucléaire réglementée
- Gestion des déchets nucléaires réglementée
- Production hydroélectrique réglementée
- Portefeuille de production liée par contrat
- Services, activités de négociation et activités autres que de production

Production nucléaire réglementée

Le secteur Production nucléaire réglementée exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales nucléaires Pickering et Darlington qu'OPG possède et exploite. Il comprend aussi les revenus tirés d'un contrat de location et d'ententes connexes conclus avec Bruce Power, qui visent les centrales nucléaires Bruce. Ces revenus comprennent les revenus locatifs, les honoraires pour la gestion des déchets nucléaires et les revenus tirés des ventes d'eau lourde et des services de détritiation. Le secteur génère aussi des revenus de la vente d'isotopes et des services auxiliaires fournis par les centrales nucléaires exploitées par OPG.

Les revenus tirés des services auxiliaires proviennent des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive. Les revenus tirés des ententes conclues avec Bruce Power et les revenus tirés de la vente d'isotopes et des services auxiliaires sont compris dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production provenant des installations nucléaires d'OPG, ce qui a eu pour effet de réduire ces tarifs réglementés.

Gestion des déchets nucléaires réglementée

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée d'OPG présente les résultats des activités de la Société associées avec la gestion du combustible nucléaire irradié et des déchets de faible activité ou de moyenne activité, le déclassement des centrales nucléaires d'OPG (y compris les centrales louées à Bruce Power), la gestion des Fonds nucléaires établis en vertu de l'ONFA avec la Province, et les activités connexes, y compris l'inspection et la maintenance des installations de stockage des déchets. Par conséquent, une charge de désactualisation des passifs nucléaires et le rendement des Fonds nucléaires sont présentés dans ce secteur.

Au fil de l'exploitation des centrales nucléaires, OPG engage des coûts différentiels liés au combustible nucléaire irradié et aux déchets nucléaires de faible et de moyenne activité produits, qui font augmenter les passifs nucléaires. OPG impute ces coûts différentiels aux activités courantes du secteur Production nucléaire réglementée afin de refléter le coût de production de l'énergie et les revenus tirés du contrat de location des centrales Bruce et d'ententes connexes. Puisque les coûts différentiels font augmenter les passifs nucléaires du secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée, OPG comptabilise une charge intersectorielle entre les secteurs Production nucléaire réglementée et Gestion des déchets nucléaires réglementée. L'incidence de cette charge intersectorielle est éliminée dans les états des résultats et les bilans consolidés d'OPG.

Le secteur Gestion des déchets nucléaires réglementée est considéré comme réglementé parce que les coûts liés aux passifs nucléaires sont inclus dans le calcul, par la CEO, des tarifs réglementés pour la production des installations nucléaires réglementées Pickering et Darlington d'OPG.

Production hydroélectrique réglementée

Le secteur Production hydroélectrique réglementée d'OPG exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant de la plupart des centrales hydroélectriques d'OPG. Le secteur englobe les résultats des centrales Sir Adam Beck 1, 2 et à réserve pompée, les centrales DeCew Falls 1 et 2, les centrales R.H. Saunders et les 48 centrales hydroélectriques visées par une réglementation des tarifs à compter de 2014. De plus, le secteur comprend les revenus tirés des services auxiliaires et d'autres revenus provenant des centrales hydroélectriques réglementées d'OPG. Les produits tirés des services auxiliaires proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Portefeuille de production liée par contrat

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat exerce ses activités en Ontario et vise à produire et à vendre l'électricité provenant des centrales de la Société qui ne sont pas visées par une réglementation des tarifs. Le secteur englobe principalement les centrales qui font l'objet d'une CAE avec la SIERE ou d'autres contrats de production à long terme.

Le secteur Portefeuille de production liée par contrat englobe aussi la quote-part revenant à OPG des bénéfices attribuables à sa participation de 50 % dans les centrales PEC et Brighton Beach. La quote-part revenant à OPG de la capacité de production en service et du volume de production attribuables à sa participation dans les centrales PEC et Brighton Beach est elle aussi incluse dans ce secteur.

Le secteur comprend également les revenus tirés des services auxiliaires et les autres revenus provenant des centrales incluses dans le secteur, qui proviennent de l'offre au marché de la capacité de production disponible

comme réserve fonctionnelle et de la prestation d'autres services auxiliaires, dont des services de réglage de la tension et de soutien de la puissance réactive, des installations certifiées de redémarrage à froid, des services de régulation et d'autres services.

Services, activités de négociation et activités autres que de production

Le secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production est un secteur qui ne produit pas d'électricité et qui n'est pas soumis à une réglementation des tarifs. Il comprend les revenus et les charges liés aux activités de négociation et aux activités autres que de couverture d'OPG. Dans le cadre de ces activités, OPG effectue des opérations essentiellement à court terme, de un an ou moins, avec des contreparties de l'Ontario et des marchés de l'énergie avoisinants. Ces activités se rapportent à l'électricité qui est achetée et vendue aux limites de la province d'Ontario, aux opérations financières dans le secteur de l'énergie, aux revenus tirés des produits énergétiques de gestion des risques financiers et de la vente de produits liés à l'énergie. De plus, OPG détient une filiale de négociation en propriété exclusive qui effectue des opérations uniquement sur le marché américain. Les résultats de cette filiale sont présentés dans ce secteur. Tous les contrats qui ne sont pas désignés comme couvertures sont présentés aux bilans consolidés comme des actifs ou des passifs à la juste valeur, et les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les revenus de ce secteur. De plus, le secteur comprend les revenus tirés de la location de propriétés immobilières et d'autres services non réglementés, et les activités liées aux centrales Lambton et Nanticoke qui ont été fermées à la fin de 2013.

Les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration des secteurs de production comprennent des honoraires de services intersectoriels qui se rapportent à l'utilisation de certaines immobilisations corporelles et de certains actifs incorporels du secteur Services, activités de négociation et activités autres que de production. Le total des honoraires de services est porté en réduction des charges d'exploitation, de maintenance et d'administration du secteur.

Les honoraires de services compris dans les charges d'exploitation, de maintenance et d'administration par secteur en 2015 et 2014 sont comme suit :

(en millions de dollars)	**2015**	**2014**
Production nucléaire réglementée	**33**	23
Production hydroélectrique réglementée	**6**	6
Portefeuille de production liée par contrat	**4**	3
Services, activités de négociation et activités autres que de production	**(43)**	(32)

(Perte) bénéfice sectoriel pour l'exercice clos le 31 décembre 2015	Production réglementée			Production non réglementée			
(en millions de dollars)	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Éliminations	Total
Produits	3 245	122	1 619	535	73	(118)	5 476
Charges liées au combustible	301	-	345	39	2	-	687
Marge brute	2 944	122	1 274	496	71	(118)	4 789
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	2 200	132	338	183	48	(118)	2 783
Amortissement	717	-	282	72	29	-	1 100
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	880	-	8	7	-	895
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(704)	-	-	-	-	(704)
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(39)	-	-	(39)
Impôts fonciers	26	-	1	7	11	-	45
Restructuration	-	-	-	-	6	-	6
Autres pertes	3	-	3	1	7	-	14
(Perte) bénéfice avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	(2)	(186)	650	264	(37)	-	689

Bénéfice (perte) sectoriel pour l'exercice clos le 31 décembre 2014	Production réglementée			Production non réglementée			
(en millions de dollars)	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Éliminations	Total
Produits	3 015	121	1 417	329	197	(116)	4 963
Charges liées au combustible	258	-	343	37	3	-	641
Marge brute	2 757	121	1 074	292	194	(116)	4 322
Charges d'exploitation, de maintenance et d'administration	1 983	129	325	175	119	(116)	2 615
Amortissement	529	-	167	38	20	-	754
Désactualisation des passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations et à la gestion des déchets nucléaires	-	782	-	8	7	-	797
Rendement des fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires	-	(714)	-	-	-	-	(714)
Rejet réglementaire de soldes relatifs au projet du tunnel de Niagara	-	-	77	-	-	-	77
Revenus tirés des participations dans des entités sous influence notable	-	-	-	(41)	-	-	(41)
Impôts fonciers	28	-	1	(1)	4	-	32
Restructuration	-	-	-	8	10	-	18
Autres pertes (revenus)	-	-	2	(6)	1	-	(3)
Bénéfice (perte) avant intérêts, impôts sur les bénéfices et élément extraordinaire	217	(76)	502	111	33	-	787

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2015	Production réglementée			Production non réglementée		
(en millions de dollars)	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	6 972	-	7 413	3 319	324	18 028
Constructions en cours	2 290	-	98	141	38	2 567
Immobilisations corporelles, montant net	9 262	-	7 511	3 460	362	20 595
Actifs incorporels en service, montant net	8	-	1	3	58	70
Développement en cours	-	-	4	-	24	28
Actifs incorporels, montant net	8	-	5	3	82	98
Stocks de combustible	304	-	-	40	-	344
Matières et fournitures, montant net :						
À moins d'un an	95	-	-	1	-	96
À long terme	333	-	1	3	-	337
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	15 136	-	-	-	15 136
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	-	(19 792)	-	(163)	(214)	(20 169)

Principales données sectorielles du bilan consolidé au 31 décembre 2014	Production réglementée			Production non réglementée		
(en millions de dollars)	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Total
Immobilisations corporelles en service, montant net	4 679	-	7 483	3 267	338	15 767
Constructions en cours	1 652	-	86	35	53	1 826
Immobilisations corporelles, montant net	6 331	-	7 569	3 302	391	17 593
Actifs incorporels en service, montant net	11	-	1	4	14	30
Développement en cours	2	-	1	-	43	46
Actifs incorporels, montant net	13	-	2	4	57	76
Stocks de combustible	298	-	-	36	-	334
Matières et fournitures, montant net :						
À moins d'un an	93	-	-	1	-	94
À long terme	332	-	1	5	-	338
Fonds pour enlèvement d'immobilisations nucléaires et gestion des déchets nucléaires (tranche échéant à moins d'un an et tranche à long terme)	-	14 379	-	-	-	14 379
Passifs liés à l'enlèvement d'immobilisations nucléaires et à la gestion des déchets nucléaires	-	(16 663)	-	(154)	(211)	(17 028)

Principales données de l'état des flux de trésorerie	Production			Production non réglementée		
(en millions de dollars)	Production nucléaire	Gestion des déchets nucléaires	Production hydro-électrique	Portefeuille de production liée par contrat	Services, activités de négociation et activités autres que de production	Total
Exercice clos le 31 décembre 2015						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	**1 023**	-	**86**	**222**	**45**	**1 376**
Exercice clos le 31 décembre 2014						
Dépenses en immobilisations corporelles et en actifs incorporels	991	-	84	423	47	1 545

17. VARIATIONS NETTES DES SOLDES DU FONDS DE ROULEMENT HORS CAISSE

(en millions de dollars)	2015	2014
Montants à recevoir de parties liées	**(63)**	(80)
Autres débiteurs et charges payées d'avance	**(47)**	15
Stocks de combustible	**(10)**	56
Impôts sur les bénéfices à payer/recouvrer	**42**	75
Matières et fournitures	**(2)**	1
Créditeurs et charges à payer	**(20)**	145
	(100)	212

18. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Étant donné que la Province détient toutes les actions d'OPG, les parties liées comprennent la Province et d'autres entités sous contrôle de la Province, y compris Hydro One, la SIERE, la SFIEO et les entités sous contrôle conjoint. Les opérations entre OPG et les parties liées sont mesurées à la valeur d'échange, soit la valeur de la contrepartie qui a été établie et acceptée par les parties liées.

Les opérations entre parties liées pour les exercices clos sont résumées ci-dessous :

	2015		2014	
(en millions de dollars)	**Revenus**	**Charges**	**Revenus**	**Charges**
Hydro One				
Ventes d'électricité	**12**	**-**	23	-
Services	**1**	**6**	1	13
Province d'Ontario				
Excédent de capitalisation du Fonds de déclassement	**-**	**185**	-	476
Garantie du taux de rendement du Fonds pour combustible irradié	**-**	**274**	-	439
Frais sur les revenus bruts	**-**	**121**	-	123
Commission de garantie de l'ONFA	**-**	**8**	-	8
Commission de garantie au titre des prestations de retraite	**-**	**-**	-	2
SFIEO				
Frais sur les revenus bruts	**-**	**207**	-	209
Intérêts débiteurs sur les billets à long terme	**-**	**177**	-	187
Impôts sur les bénéfices, déduction faite des crédits d'impôt à l'investissement	**-**	**80**	-	136
Entente de soutien d'urgence	**8**	**-**	83	-
SIERE				
Revenus liés à la production d'électricité	**4 903**	**65**	4 305	75
	4 924	**1 123**	4 412	1 668

Les soldes à recevoir et à payer aux 31 décembre entre OPG et ses parties liées sont présentés ci-dessous :

(en millions de dollars)	2015	2014
Montants à recevoir de parties liées		
Hydro One	**1**	1
SIERE	**531**	468
SFIEO	**9**	10
PEC	**3**	3
Province d'Ontario	**1**	-
Créditeurs et charges à payer		
Hydro One	**1**	8
SFIEO	**51**	63
Province d'Ontario	**20**	3
SIERE	**18**	-

19. PARTICIPATIONS DANS DES ENTITÉS SOUS INFLUENCE NOTABLE

Les participations dans des entités sous influence notable représentent les participations de 50 % d'OPG dans les entités sous contrôle conjoint PEC et Brighton Beach, qui sont comptabilisées à la valeur de consolidation, tel qu'il est décrit à la note 3. La ventilation du solde compris dans les bilans consolidés aux 31 décembre est la suivante :

(en millions de dollars)	2015	2014
PEC		
Actif à court terme	**14**	15
Actif à long terme	**270**	287
Passif à court terme	**(4)**	(5)
Passif à long terme	**(5)**	(4)
Brighton Beach		
Actif à court terme	**9**	6
Actif à long terme	**177**	186
Passif à court terme	**(15)**	(13)
Passif à long terme	**(6)**	(6)
Dette à long terme	**(104)**	(118)
Participations dans des entités sous influence notable	**336**	348

20. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, des frais de recherche et de développement de 50 millions de dollars (88 millions de dollars en 2014) ont été imputés aux résultats.

21. PARTICIPATION SANS CONTRÔLE

Lower Mattagami Limited Partnership (« LMLP ») est une société en commandite de l'Ontario formée par OPG, la société financière Amisk-oo-Skow (« AFC »), propriété exclusive de la Première Nation Moose Cree, et LM Extension Inc., filiale en propriété exclusive d'OPG. Les principales activités de LMLP comprennent le développement, la construction, la propriété, l'exploitation et la maintenance de centrales hydroélectriques sur la rivière Lower Mattagami.

En 2014, les six nouvelles unités construites dans le cadre du projet de la rivière Lower Mattagami ont été mises en service. Après la mise en service de ces unités, l'AFC a fait des apports de 141 millions de dollars pour acquérir sa participation dans LMLP, par le règlement de passifs existants, notamment des dettes à long terme. Au 31 décembre 2015, l'AFC détenait une participation de 25 % dans LMLP. OPG inclut les résultats de LMLP dans ses états financiers consolidés, et la participation sans contrôle correspond à la participation de l'AFC dans LMLP.

MEMBRES DE LA HAUTE DIRECTION D'OPG

BERNARD LORD

Président du conseil d'administration

JEFF LYASH

Président et chef de la direction

CARLO CROZZOLI

Vice-président principal, Développement de l'entreprise et chef de la gestion des risques

CHRIS GINTHER

Vice-président principal, Affaires juridiques, chef du contentieux, chef de l'éthique et de la conformité

KEN HARTWICK

Vice-président principal, Finances, Stratégies, Risques et chef de la direction des finances

GLENN JAGER

Président, Énergie nucléaire OPG, chef du nucléaire

DAVID KAPOSI

Vice-président, chef des placements

BARB KEENAN

Vice-présidente principale, Gens, Culture et communications

CATRIONA KING

Vice-présidente et secrétaire générale, Activités de direction

JOHN LEE

Vice-président et trésorier

MIKE MARTELLI

Président, Production renouvelable et commercialisation de l'électricité

SCOTT MARTIN

Vice-président principal, Services d'affaires et d'approvisionnement

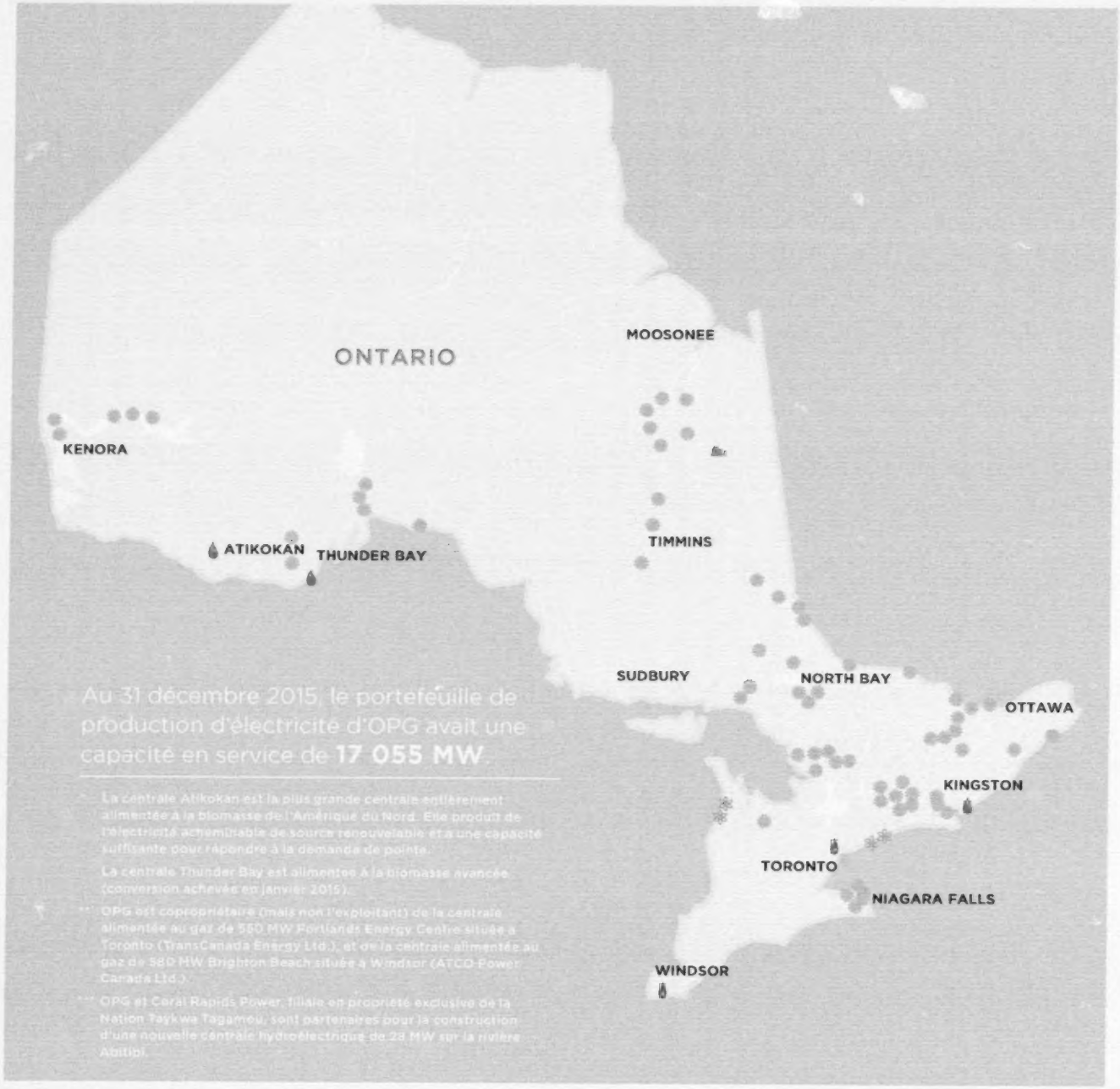
DIETMAR REINER

Vice-président principal, Projets nucléaires

* Nommé le 14 mars 2016.

INSTALLATIONS D'OPG

2	2	3	2	65	1	1
Centrales nucléaires	Centrales nucléaires louées	Centrales thermiques*	Centrales alimentées au gaz en copropriété**	Centrales hydroélectriques	Turbine éolienne	Projet hydroélectrique en construction***



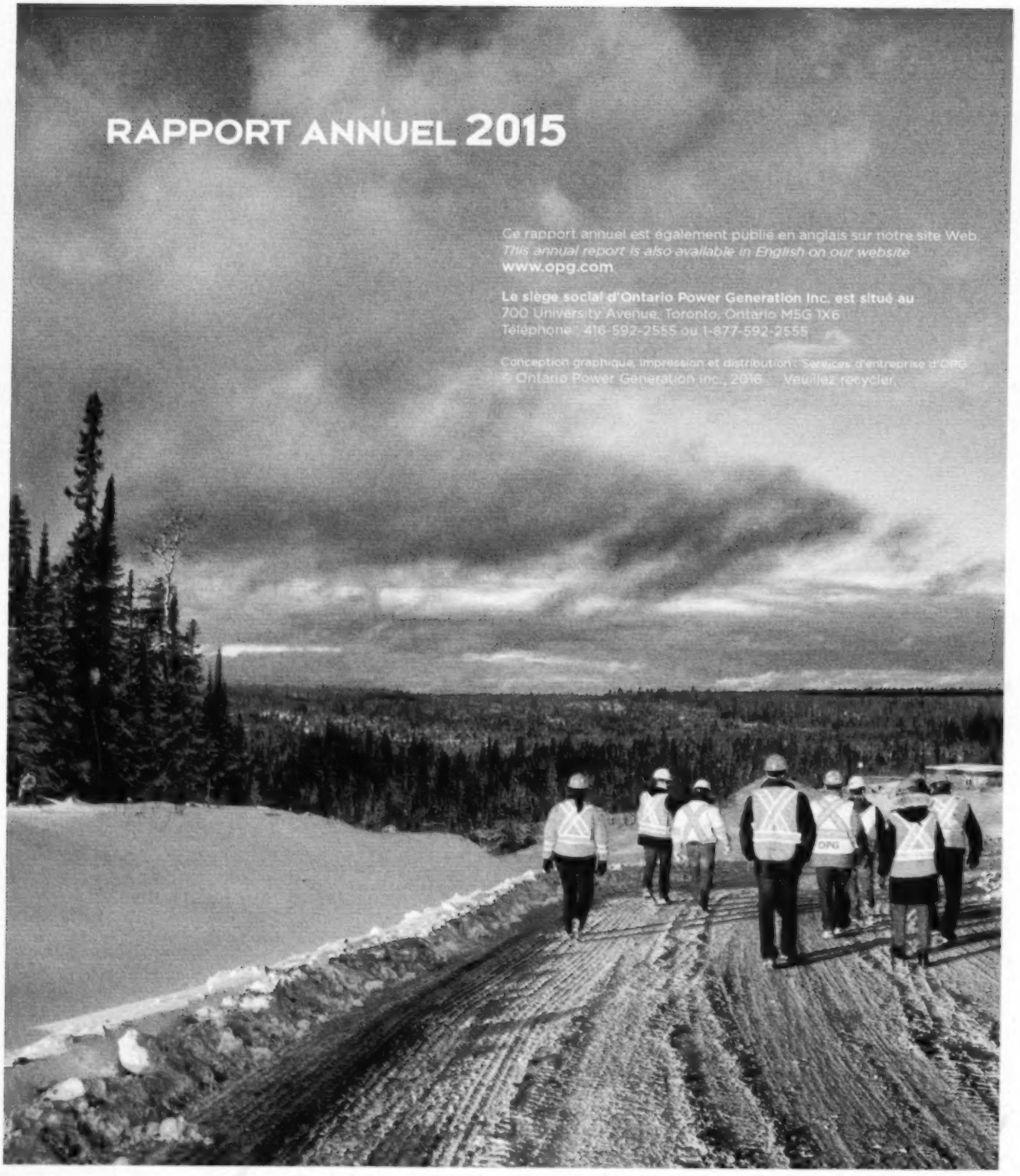
Au 31 décembre 2015, le portefeuille de production d'électricité d'OPG avait une capacité en service de **17 055 MW**.

* La centrale Atikokan est la plus grande centrale entièrement alimentée à la biomasse de l'Amérique du Nord. Elle produit de l'électricité acheminable de source renouvelable et a une capacité suffisante pour répondre à la demande de pointe.

La centrale Thunder Bay est alimentée à la biomasse avancée (conversion achevée en janvier 2015).

** OPG est copropriétaire (mais non l'exploitant) de la centrale alimentée au gaz de 550 MW Portlands Energy Centre située à Toronto (TransCanada Energy Ltd.), et de la centrale alimentée au gaz de 560 MW Brighton Beach située à Windsor (ATCO Power Canada Ltd.).

*** OPG et Coral Rapids Power, filiale en propriété exclusive de la Nation Taykwa Tagamou, sont partenaires pour la construction d'une nouvelle centrale hydroélectrique de 23 MW sur la rivière Abitibi.



FSC Mixed Sources
Product group from well-managed forests, controlled sources and recycled wood or fibre
www.fsc.org Cert no. SGS-COC-004790
© 1996 Forest Stewardship Council
30%

ONTARIO POWER GENERATION